



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

“DINÁMICA DE SISTEMAS PARA EL ANÁLISIS
DE MERCADOS ELÉCTRICOS A LARGO PLAZO”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA
ELÉCTRICA

PRESENTA
ING. MOISES SALAZAR ESPINO

ASESOR
DR. J. JESUS RICO MELGOZA

MORELIA, MICHOACÁN

SEPTIEMBRE DEL 2005



Agradecimientos

En primer lugar agradezco a mis padres Concepción Espino Colin y Gilberto Salazar Vargas por su apoyo incondicional durante toda mi vida. Ya que sin su apoyo no seria la persona que hoy soy.

También agradezco el apoyo de mis hermanos; Pedro, Gilberto, Ángel y Juan José, ya que ellos son mi motivación principal para superarme como persona, tanto en lo personal como en lo profesional.

Agradezco a mi asesor, el Dr. J. Jesús Rico Melgoza, por todo lo que me enseñó y por su apoyo en la realización de mi tesis. Y principalmente por su amistad.

A todos los profesores que me transmitieron un poco de sus vastos conocimientos durante el tiempo que estuve en el posgrado.

A Irene Romero por su apoyo incondicional y por saber esperar.

A mis compañeros de maestría; Marcos Darío Ahumada Meléndez, Carlos Estrada Suárez, Silvia Correa García y Luis Contreras, por su amistad y compañerismo.

Resumen

Durante la última década, el sector eléctrico ha estado reestructurando la forma de operar el mercado eléctrico, pasando de un mercado integrado verticalmente hacia un mercado de libre competencia, donde el grado de competencia y desregulación varía con cada país o región. Bajo una operación desregulada, las decisiones de planeación y operación son descentralizadas, se carece de total información a la hora de tomar decisiones, el nivel de incertidumbre se eleva y por lo tanto las metodologías de análisis convencionales son inefficientes. Por lo tanto, se tiene la necesidad de desarrollar metodologías de análisis que sean capaces de incluir todos los factores que surgen de la reestructuración de mercados. La mayoría de las metodologías y modelos de análisis que se han desarrollado para mercados desregulados son a corto plazo, por lo tanto la mayor necesidad se encuentra en desarrollar metodologías de análisis a largo plazo, que simulen el comportamiento del precio, la demanda y la capacidad de generación. El objetivo principal de esta tesis es mostrar a la Dinámica de Sistemas como una metodología de análisis a largo plazo para mercados eléctricos desregulados, además de desarrollar modelos de análisis que ayuden a una mejor comprensión del comportamiento de los mercados a largo plazo. Se desarrollaron 3 modelos creados en Dinámica de Sistemas, en los cuales se simulan los mercados eléctricos de Noruega y México. Los resultados obtenidos de simular el comportamiento a largo plazo de los mercados eléctricos muestran que debido a sus características dinámicas, se pueden presentar periodos de sobrecapacidad, así como de déficit de capacidad de generación.

Abstract

During the last decade, the electric utility has been restructuring the way of operating its power market, going from a vertically integrated market to an open market, where the degree of competitiveness and deregulation vary with each country or region. Under a deregulated operation, the planning and operating decisions are decentralized, there is not total information at time of taking decisions, the uncertainty level rises and therefore conventional analytical methodologies are inefficient. Therefore, we have the necessity of developing methodologies that are able to include all factors found in restructured markets. Most of the methodologies and models that have been developed in deregulated power markets are for the short run, therefore the major necessity is in developing methodologies that simulate the behavior of price, demand and generation capacity in the long run. The main goal of this thesis is to show the System Dynamics as an analytical methodology for deregulated power markets that describes the long run behavior, another goal is to develop models to help a better insight of long run power market behavior. Three models were developed in System Dynamics, which are used to simulate the power markets of Norway and Mexico. The results show that due to the dynamic characteristics it could exist periods of overcapacity or capacity deficit in the system.

Índice general

ÍNDICE DE FIGURAS	VII
INDICE DE TABLAS	X
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 MOTIVACIÓN.....	1
1.2 REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE	3
1.3 OBJETIVO	5
1.4 METODOLOGÍA.....	5
1.5 CONTRIBUCIÓN	6
1.6 DESCRIPCIÓN DE LA TESIS	6
2 MERCADOS ELÉCTRICOS.....	8
2.1 INTRODUCCIÓN	8
2.2 ANTECEDENTES	9
2.2.1 Economía de escala y economía de redes	9
2.2.2 Interconexión de compañías eléctricas y la creación de power pools	10
2.2.3 Ventajas y desventajas de Power pools.....	11
2.2.4 Sudamérica: los iniciadores de la reestructuración.....	11
2.3 MERCADO ELÉCTRICO COMO MONOPOLIO NATURAL.....	12
2.4 MERCADOS ELÉCTRICOS REESTRUCTURADOS	14
2.4.1 Razones para cambiar la estructura convencional de los mercados eléctricos	14
2.4.2 Principales estructuras de los mercados.....	15
2.4.3 Estructura de agencia de compra “un solo comprador”	16
2.4.4 Estructuras de competencia al mayoreo y menudeo	18
2.5 CONCLUSIONES	21
3 DINÁMICA DE SISTEMAS.	22
3.1 INTRODUCCIÓN	22
3.2 PENSAMIENTO SISTÉMICO	23
3.3 PRINCIPIOS DEL PENSAMIENTO SISTÉMICO	23
3.3.1 Pensar en la imagen grande.....	23
3.3.2 Balancear las perspectivas de corto y largo plazo.....	24
3.3.3 Reconocer la naturaleza dinámica, compleja e interdependiente de los sistemas	24
3.3.4 Tomar en cuenta factores tangibles y no tangibles	24
3.3.5 Recordar que se es parte de los sistemas con los cuales se interactúa y que se influye en estos sistemas al igual que los sistemas influyen en cada persona.	25

3.4	DIAGRAMAS DE LAZO CAUSAL	25
3.4.1	<i>Notación de los diagramas de lazo causal</i>	25
3.5	DINÁMICA DE SISTEMAS	28
3.5.1	<i>Stocks and flows</i>	29
3.5.2	<i>Notación para los stocks and flows</i>	30
3.6	HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN	33
3.7	CONCLUSIONES	34
4	MODELADO DE LAS DECISIONES DE INVERSIÓN EN UN MERCADO DE ELECTRICIDAD.....	35
4.1	INTRODUCCIÓN	35
4.2	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS MODELOS	37
4.2.1	<i>Variables y parámetros de los modelos</i>	38
4.3	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS MODELOS	39
4.3.1	<i>Descripción del sistema de demanda de energía eléctrica</i>	40
4.3.2	<i>Descripción del sistema de generación de energía eléctrica</i>	41
4.3.3	<i>Intercambio de energía eléctrica con otras regiones</i>	43
4.4	DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS POR COMPONENTES	45
4.4.1	<i>Recursos disponibles</i>	48
4.4.2	<i>Decisión de inversión</i>	52
4.4.3	<i>Adquisición de capacidad</i>	55
4.4.4	<i>Despacho de unidades</i>	59
4.4.5	<i>Demanda</i>	63
4.4.6	<i>Cálculo del precio de la energía eléctrica</i>	68
4.5	CONCLUSIONES	70
5	SIMULACIÓN Y RESULTADOS.....	71
5.1	INTRODUCCIÓN	71
5.2	DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NORUEGO.....	71
5.3	SIMULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NORUEGO EN EL MODELO 1	73
5.4	SIMULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NORUEGO EN EL MODELO 2	77
5.5	SIMULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NORUEGO EN EL MODELO 3	81
5.6	DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO	88
5.7	SIMULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO, CASO BASE.....	90
5.8	SIMULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO CASO SIN SUBSIDIO	95
5.9	CONCLUSIONES	103
6	CONCLUSIONES, APORTACIONES Y RECOMENDACIONES.	105

6.1	INTRODUCCIÓN	105
6.2	CONCLUSIONES	105
6.3	APORTACIONES	107
6.4	RECOMENDACIONES.....	108
BIBLIOGRAFÍA		109
APÉNDICE A		113
APÉNDICE B		124
APÉNDICE C		128

Índice de figuras

Figura 2.1. Estructura de un monopolio natural en un mercado eléctrico.	13
Figura 2.2. Estructura del modelo agencia de compra en un mercado eléctrico.....	17
Figura 2.3. Estructura del mercado eléctrico en California	20
Figura 3.1. Diagrama de lazo causal.....	26
Figura 3.2. Unión causal positiva.	26
Figura 3.3. Unión causal negativa.	27
Figura 3.4. Lazos identificadores.....	28
Figura 3.5. Representación de los componentes de los <i>stocks and flows</i>	31
Figura 3.6. Estructura de un <i>stock and flow</i>	31
Figura 3.7. Estructura <i>stock and flow</i> para el modelo de población de conejos.....	32
Figura 3.8. Grafica del comportamiento de la población de conejos.....	33
Figura 4.1. Diagrama de lazo causal para el sistema de demanda de energía eléctrica.	40
Figura 4.2. Diagrama de lazo causal para el sistema de generación de energía eléctrica.	41
Figura 4.3. Utilización de capacidad de intercambio [Vogstad et al. 2003], modelo 3.	44
Figura 4.4. Representación del intercambio de energía eléctrica en <i>Powersim</i> , modelo 3.	44
Figura 4.5. Estructura del modelo 1 y 2 divididos en componentes.	46
Figura 4.6. Estructura del modelo 3 dividido en componentes.....	48
Figura 4.7. Representación de recursos disponibles de materia prima en <i>Powersim</i> , modelo 1.....	49
Figura 4.8. Comportamiento de los recursos disponibles de materia prima obtenidos de la simulación del mercado eléctrico Noruego, modelo 1.	49
Figura 4.9. Representación de recursos disponibles de materia prima en <i>Powersim</i> , modelos 2 y 3.	50
Figura 4.10. Comportamiento de los recursos disponibles de materia prima obtenidos de la simulación del mercado eléctrico Noruego, modelo 2.	51
Figura 4.11. Representación de la decisión de inversión en <i>Powersim</i> para los tres modelos.....	54
Figura 4.12. Ilustración de la tasa de propuestas y de construcción de nueva capacidad como una función del factor de rentabilidad interno.....	54
Figura 4.13. Etapas de un proyecto de inversión en nueva capacidad.....	55
Figura 4.14. <i>Stocks and flows</i> del proceso de adquisición de capacidad en <i>Powersim</i> , modelo 1... 56	
Figura 4.15. <i>Stocks and flows</i> del proceso de adquisición de capacidad en <i>Powersim</i> , modelos 2 y 3.....	58
Figura 4.16. Solución grafica del ejemplo 4.1.....	61
Figura 4.17. Diagrama de lazo causal para el despacho de unidades del modelo 3.....	62
Figura 4.18. Representación del despacho de unidades en <i>Powersim</i> , modelo 3.	62

Figura 4.19. Comportamiento del factor de capacidad obtenido de la simulación del mercado eléctrico Noruego, modelo 3.	63
Figura 4.20. Representación de la demanda en <i>Powersim</i> , modelos 1 y 2.	64
Figura 4.21. Comportamiento de la demanda obtenido de la simulación del mercado eléctrico Noruego, modelo 1.	65
Figura 4.22. Representación de la demanda en <i>Powersim</i> , modelo 3.	67
Figura 4.23. Representación del calculo del precio spot y precio promedio anual, modelo 3.	69
Figura 5.1. Comportamiento de la demanda y el precio de la energía eléctrica en el modelo 1.	73
Figura 5.2. Comportamiento de la capacidad de generación de energía y el precio de la energía eléctrica en el modelo 1.	74
Figura 5.3. Comportamiento de los recursos disponibles de materia prima en el modelo 1.	75
Figura 5.4. Nueva capacidad de generación por tipo de tecnología en el modelo 1.	75
Figura 5.5. Comportamiento de la demanda y generación de energía en el modelo 1.	76
Figura 5.6. Comportamiento de la demanda y el precio de la energía eléctrica en el modelo 2.	78
Figura 5.7. Comportamiento de la capacidad de generación de energía y el precio de la energía eléctrica en el modelo 2.	78
Figura 5.8. Comportamiento de los recursos disponibles de materia prima en el modelo 2.	79
Figura 5.9. Nueva capacidad de generación de energía eléctrica por tipo de tecnología en el modelo 2.	80
Figura 5.10. Comportamiento de la demanda y la capacidad de generación en el modelo 2.	81
Figura 5.11. Comportamiento de la demanda y el precio de la energía eléctrica en el modelo 3.	82
Figura 5.12. Comportamiento de la capacidad de generación y el precio de la energía eléctrica en el modelo 3.	83
Figura 5.13. Comportamiento de los recursos disponibles de materia prima en el modelo 3.	83
Figura 5.14. Nueva capacidad de generación por tipo de tecnología en el modelo 3.	84
Figura 5.15. Comportamiento de la demanda y la capacidad de generación en el modelo 3.	85
Figura 5.16. Comparación del precio de la energía eléctrica.	87
Figura 5.17. Comparación de la capacidad de generación de energía eléctrica.	87
Figura 5.18. Comparación de la demanda de energía eléctrica.	88
Figura 5.19. Comportamiento de la demanda para el caso base.	90
Figura 5.20. Comportamiento de la demanda por clase tarifaria para el caso base.	91
Figura 5.21. Comportamiento de la capacidad de generación para el caso base.	92
Figura 5.22. Nueva capacidad de generación de ciclo combinado e hidráulica para el caso base.	92
Figura 5.23. Nueva capacidad de generación termal, de carbón y geotérmica para el caso base.	93
Figura 5.24. Nueva capacidad de generación nuclear y eólica para el caso base.	94
Figura 5.25. Comportamiento de la demanda y la capacidad de generación para el caso base.	94
Figura 5.26. Comportamiento de la demanda para el caso sin subsidio.	96
Figura 5.27. Comportamiento de la demanda por clase tarifaria para el caso sin subsidio.	96

Figura 5.28. Comportamiento de la capacidad de generación para el caso sin subsidio.....	97
Figura 5.29. Nueva capacidad de generación de ciclo combinado e hidráulica para el caso sin subsidio.....	98
Figura 5.30. Nueva capacidad de generación termal, de carbón y geotérmica para el caso sin subsidio.....	99
Figura 5.31. Nueva capacidad de generación nuclear y eólica para el caso sin subsidio.....	99
Figura 5.32. Comportamiento de la demanda y la capacidad de generación para el caso sin subsidio.....	100
Figura 5.33. Comparación del precio de la energía eléctrica.....	102
Figura 5.34. Comparación de la demanda de energía eléctrica.	102
Figura 5.35. Comparación de la capacidad de generación de energía eléctrica.....	103

Índice de Tablas

Tabla 2.1. Estructuras alternativas de los mercados eléctricos.	15
Tabla 4.1. Variables y parametros de los modelos.	38
Tabla 4.2. Descripcion de los modelos por componentes.....	45
Tabla 4.3. Datos del ejemplo 4.1	60
Tabla 5.1. Datos iniciales para la demanda del mercado Noruego [www.nve.no 2004].	72
Tabla 5.2. Datos iniciales del lado de generación del mercado Noruego [www.nve.no 2004].	72
Tabla 5.3. Precio, demanda y capacidad de generación obtenidos de las simulaciones del mercado Noruego.	86
Tabla 5.4. Datos iniciales para la demanda del mercado Mexicano [CFE 2002].	89
Tabla 5.5. Datos iniciales del sistema de generación del mercado Mexicano [CFE 2002].	89
Tabla 5.6. Precio, demanda, capacidad de generación, capacidad bajo construcción y capacidad aprobada obtenidos de las simulaciones del mercado Mexicano.	101

1 INTRODUCCIÓN.

1.1 MOTIVACIÓN

Debido a que prácticamente todos los aspectos de la sociedad dependen de la energía eléctrica de una forma o de otra, la importancia de un sistema eléctrico confiable en todos sus aspectos (técnico, económico, etc.) que satisfaga la demanda de energía eléctrica se está incrementado en el mundo moderno. Al mismo tiempo la complejidad dinámica de los sistemas eléctricos se incrementa debido a los avances tecnológicos, la desregulación de los mercados, las interconexiones entre áreas y el incremento de la demanda. Por todo esto se tienen la necesidad de tener herramientas de planeación del sistema eléctrico, para evitar problemas de abastecimiento de energía eléctrica o de un mal funcionamiento del sistema.

En mercados eléctricos regulados, las decisiones de inversión en nueva capacidad de generación son centralizadas y son el resultado de un proceso de optimización en un país o región de análisis. El objetivo en este tipo de planeación centralizada es minimizar el costo de mantener el suministro de la energía eléctrica demandada. Bajo este tipo de planeación, las decisiones de inversión son tomadas con la certidumbre de que se tiene total información del sistema. Consecuentemente, el nivel de incertidumbre es bajo, y es provocado solo por el crecimiento de la demanda y el precio de los recursos de materia prima. La recuperación de la inversión no es un problema en este tipo de planeación, ya que es recuperada por medio de tarifas cargadas a los consumidores.

En mercados eléctricos desregulados, las decisiones de inversión son descentralizadas y como consecuencia se carece de total información del sistema y el nivel de incertidumbre es alto. En un mercado desregulado donde existe competencia, los participantes basan sus decisiones de inversión guiados principalmente por indicadores del precio de la energía eléctrica y por las futuras expectativas en el mercado.

Debido a la falta de experiencia con mercados eléctricos desregulados, existe la necesidad de desarrollar modelos de análisis a largo plazo. Desafortunadamente la mayoría de los modelos de simulación desarrollados recientemente se enfocan en el corto plazo y los pocos modelos enfocados al análisis a largo plazo están basados en metodologías ya existentes que no resuelven el problema de forma satisfactoria. Esto debido a que la mayoría de las metodologías de análisis son holísticas (buscan una solución global sin pensar en los componentes del sistema), o son individualistas (buscan una solución individual sin pensar en el sistema y sus demás componentes). Un ejemplo de una metodología holística es la optimización [Dyner y Larsen 2001], que busca la mejor solución de manera global, esta metodología es muy utilizada en sistemas eléctricos donde su mercado es un monopolio, ya sea que es controlado por una empresa o que este regulado por el gobierno. Por el otro lado, un ejemplo de una metodología individualista es la teoría de juegos [Ventosa et al. 2002], en la cual se busca la mejor solución pero de forma individual por los participantes de un mercado eléctrico.

La mayoría de los modelos de simulación en la actualidad consideran que el mercado eléctrico se encuentra en equilibrio a largo plazo, además desprecian la existencia de lazos de retroalimentación, de los retrasos de tiempo que surgen de las dudas en las decisiones de inversión y de los tiempos de construcción de nueva capacidad de generación. Al incluir estas características, es de esperarse que los mercados eléctricos experimenten periodos de sobrecapacidad como se presentó en el Reino Unido con una gran entrada de plantas de gas, y periodos de déficit de capacidad como es el caso de California durante la crisis de energía eléctrica en los veranos del 2000 y 2001 [Bhattacharya et al. 2001].

Por lo anterior, se tiene la necesidad de encontrar metodologías alternas que mejoren el análisis y la planeación de los sistemas eléctricos a largo plazo, de aquí que surge la motivación de buscar una metodología que reúna el enfoque holístico y el individualista en

uno solo, es decir que busque una solución de forma global pero considerando a los componentes del sistema, además que incluya los lazos de retroalimentación y los tiempos requeridos por el proceso de inversión en nueva capacidad de generación, y de esta forma, describir la dinámica que presenta el mercado eléctrico.

1.2 REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE

En lo que se refiere a herramientas de análisis y modelos de simulación de los sistemas eléctricos a largo plazo, existe una gran diversidad de metodologías de análisis para mercados regulados, siendo la optimización [Dyner y Larsen 2001] la más común, además también existen otras metodologías como son; análisis multicriterio [Hobbs y Meier 2000], planeación de recursos integrados [Swisher et al. 1997], entre otras. Todas las metodologías anteriores están desarrolladas bajo la consideración de que se tiene completa información del sistema, estabilidad de precios, baja incertidumbre y decisiones centralizadas.

Sin embargo, al hablar de mercados eléctricos desregulados se encuentra que la mayoría de las metodologías y modelos de análisis son a corto plazo, por ejemplo la técnica multiagentes [Visudhipan 2003] está diseñada para analizar estrategias de oferta y demanda en mercados spot. La teoría de juegos [Ventosa et al. 2002] es otra metodología de análisis utilizada en mercados desregulados. Esta metodología se utiliza para analizar el comportamiento de los mercados en el corto y largo plazo, sin embargo está limitada en el número de participantes.

Debido a la escasez de metodologías de análisis y modelos de simulación a largo plazo para mercados desregulados y debido a la necesidad de incluir factores tanto tangibles como intangibles en el análisis de los mercados, se están buscando metodologías que puedan hacer este tipo de análisis. La Dinámica de Sistemas es una metodología de análisis descriptivo donde el enfoque principal está en simular el comportamiento de cualquier clase de sistema, de aquí que se empezó a utilizar para analizar el comportamiento de los sistemas eléctricos, y en particular su comportamiento a largo plazo.

En 1994 se utilizó a la Dinámica de Sistemas para analizar el proceso de privatización en Brasil [Shing 1994], donde la industria eléctrica es parte de este proceso. En donde a través del desarrollo de un modelo basado en Dinámica de Sistemas, se logra un profundo

entendimiento de cómo las empresas del gobierno pueden ser eficientemente transferidas al sector privado. En [Shing 1994] se utiliza un periodo de análisis de 20 años de simulación, el cual está dividido en dos partes, la primera de 10 años en la cual se simula el modelo de manera que reproduzca el comportamiento de los 10 últimos años del proceso de privatización, la segunda la cual hace una proyección del proceso de privatización hacia los próximos 10 años.

En 1998 se aplicó el Pensamiento Sistémico para analizar el mantenimiento de la red de distribución de Luz y Fuerza del centro [García y García 1998]. En este artículo se presenta la aplicación del Pensamiento Sistémico para ayudar al óptimo mantenimiento de las redes eléctricas. A través de la Dinámica de Sistemas se desarrolló un modelo con el objetivo de identificar las variables de mayor relevancia en el sistema y por consiguiente sirva de auxiliar en el proceso de toma de decisiones en cada área de la compañía.

En el 2002 se publicó un modelo creado en Dinámica de Sistemas para analizar el mercado eléctrico a largo plazo [Botterud et al. 2002], en este artículo se presenta un nuevo concepto de modelo para análisis a largo plazo de mercados eléctricos desregulados. En el modelo desarrollado por [Botterud et al. 2002], se trata de capturar los principales factores que influyen en el desarrollo del sistema de potencia a largo plazo. En los mercados desregulados de energía eléctrica, las decisiones de inversión ya no son parte de una planeación centralizada. La falta de perfecta previsión, junto con los retrasos de permisos y el tiempo de construcción, puede resultar en periodos de sobrecapacidad o falta de capacidad en el sistema, al usar una descripción dinámica del proceso de inversión se pueden incluir estos efectos en el modelo.

En [Vogstad et al. 2002] se realizó un análisis de la transición de la generación de energía eléctrica con tecnologías de combustibles fósiles hacia fuentes de energía prima renovables. En este artículo se investigan los efectos a largo y corto plazo de la planeación de sistemas en el contexto de mercados desregulados. El propósito es encontrar políticas eficientes que puedan ayudar a la transición del combustible fósil a una base de generación de renovables. El caso de estudio es el mercado de potencia Nórdico. El modelo se enfoca sobre los principales lazos de retroalimentación que determinan el desarrollo a largo plazo

de la capacidad de generación, el despacho de unidades, adquisición de capacidad, progresos de la tecnología y agotamiento de recursos de materia prima.

Por último en el año 2003 se realizó un estudio de la dinámica de mercados acoplados [Vogstad et al. 2003], en este artículo se simula el efecto de la introducción de “*Tradable Green Certificates*” (TGC) en mercados desregulados como un incentivo para la generación con tecnologías renovables. Es decir, para sustituir el subsidio aplicado a la generación con fuentes renovables y a través de los TGC, que funcionan como cheques al portador, buscar incrementar la generación con fuentes de energía renovables.

1.3 OBJETIVO

Este trabajo de investigación tiene como objetivo desarrollar (ampliar) los conceptos teóricos clave que permitan extender los modelos mentales actuales, que de los sistemas eléctricos se tienen a través del enfoque del Pensamiento Sistémico, utilizando la metodología de Dinámica de Sistemas, con el propósito de contribuir al análisis de los mismos para lograr una planeación óptima. También se tiene como objetivo mostrar a la Dinámica de Sistemas como una herramienta de análisis para los sistemas eléctricos a través de modelos de simulación que describen el comportamiento de los mercados eléctricos a largo plazo.

1.4 METODOLOGÍA

Como ya se mencionó anteriormente, se tiene la necesidad de encontrar una metodología que reúna tanto al enfoque holístico, como el enfoque individualista, de aquí el surgimiento de un tercer enfoque llamado sistémico, de este enfoque se derivan el Pensamiento Sistémico y la Dinámica de Sistemas. La Dinámica de Sistemas es la metodología a través de la cual se analizara el comportamiento de los sistemas y en particular el comportamiento del mercado eléctrico. Para analizar un sistema en Dinámica de Sistemas, se debe de seguir el siguiente procedimiento:

Primero, se obtiene información de la forma en la cual funciona el sistema que se requiere analizar y de la interdependencia de las variables que lo forman, , en este caso del mercado eléctrico, con esta información se construye un diagrama de lazo causal [Anderson

y Johnson 1997], el cual representa las interconexiones entre las variables del sistema. Los diagramas de lazo causal son la herramienta principal para representar las interconexiones entre las variables de un sistema y son la herramienta principal del Pensamiento Sistémico [Castro 2004].

Después, basados en el diagrama de lazo causal obtenido en la primera etapa, se construye un modelo de simulación en Dinámica de Sistemas. La cual es una metodología del enfoque sistémico desarrollada para crear modelos de simulación basados en los diagramas de lazo causal.

Finalmente se analiza el comportamiento del sistema bajo ciertas condiciones iniciales y de operación. De esta manera se puede tener una mayor comprensión del comportamiento del sistema. En este caso, de un mercado eléctrico en particular y se pueden tomar las decisiones mas apropiadas para inversión.

1.5 CONTRIBUCIÓN

La principal contribución de este trabajo es mostrar a la Dinámica de Sistemas como una herramienta para incrementar el entendimiento de los sistemas dinámicos complejos, teniendo como caso particular el mercado eléctrico. Además de desarrollar modelos de simulación para analizar el comportamiento del mercado eléctrico a largo plazo.

1.6 DESCRIPCIÓN DE LA TESIS

En esta tesis se pretende mostrar a la Dinámica de Sistemas como una herramienta para extender el conocimiento que de los mercados eléctricos se tiene y mostrar su comportamiento a largo plazo bajo diferentes condiciones de operación. A continuación se describen, de manera breve, los conceptos y temas a abordarse en cada uno de los capítulos que conforman la tesis.

El capítulo 1 presenta la motivación general de la tesis, una revisión del estado del arte, el objetivo de la tesis, la metodología utilizada, la contribución y el contenido de la tesis.

En el capítulo 2 se da una descripción del mercado eléctrico, se describen las características de las diferentes estructuras de mercado eléctrico existentes, empezando con un mercado eléctrico regulado, pasando a través de las diferentes estructuras con diferente grado de desregulación y terminando con un mercado eléctrico desregulado.

En el capítulo 3 se da una definición de lo que es el Pensamiento Sistémico y se muestran los diagramas de lazo causal, los cuales son la base de la representación de las interconexiones entre los elementos de un sistema y capturan los modelos mentales que las personas tienen de los sistemas. Se describe la Dinámica de Sistemas y los conceptos utilizados por la Dinámica de Sistemas para la representación de sistemas.

En el capítulo 4 se describe el modelado en Dinámica de Sistemas de las decisiones de inversión en el mercado eléctrico a largo plazo, se distingue entre tres modelos diferentes para la representación del comportamiento del mercado eléctrico. La diferencia principal entre los modelos es la forma de calcular el precio de la energía eléctrica.

En el capítulo 5 se muestran los resultados obtenidos de simular el comportamiento de los mercados eléctricos de Noruega y México en los modelos creados en Dinámica de Sistemas.

Por último en el capítulo 6 se presentan las conclusiones y aportaciones de la tesis, así como el trabajo futuro que de esta tesis se puede desprender.

2 MERCADOS ELÉCTRICOS.

2.1 INTRODUCCIÓN

Desde la década de los noventas, debido a factores económicos, sociales y ambientales, el sector eléctrico ha sido forzado a cambiar su forma de operar, de mecanismos integrados verticalmente hacia sistemas de mercado abierto. Las razones han sido muchas y diferentes dependiendo de cada región o país [Bhattacharya et al. 2001].

En los países en vías de desarrollo, la principal razón ha sido el alto crecimiento de la demanda junto con un ineficiente manejo del sistema eléctrico y las malas políticas de tarifas. Esto ha dado como resultado una indisponibilidad de recursos económicos para invertir en nueva capacidad de generación y de transmisión. Por el otro lado, en países desarrollados, la principal razón ha sido la necesidad de proporcionar energía eléctrica a los consumidores al más bajo precio y además ofrecerles diferentes opciones de compra de la energía eléctrica.

El objetivo de este capítulo es mostrar las diferentes estructuras de mercado que se han desarrollado en los últimos años, como resultado de la necesidad de reestructuración del sector eléctrico para mejorar su operación técnica y económica.

2.2 ANTECEDENTES

Tradicionalmente el sector eléctrico había sido dominado por grandes compañías que tenían total autoridad y control sobre la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, tales compañías han sido referidas como *empresas integradas verticalmente*. Estas compañías eran el único proveedor de la energía eléctrica en una región o país.

En las *empresas integradas verticalmente*, era difícil separar los costos de generación, de transmisión y de distribución. Por lo tanto, solían cobrar a sus consumidores una tarifa, esta tarifa era impuesta ya sea por la compañía eléctrica o por una agencia reguladora externa.

Los problemas de operación y control de este tipo de sistemas han sido estudiados extensivamente por años. El objetivo básico del operador en una empresa integrada verticalmente es minimizar los costos totales del sistema cumpliendo con las restricciones asociadas al sistema. Además estos sistemas tienen una planeación y control centralizadas.

A pesar del hecho de que la operación, el control y la planeación parece que trabajan perfectamente en un sistema integrado verticalmente, el sector eléctrico ha estado experimentando un proceso de transición y reestructuración desde la década de los noventas, hacia mercados abiertos donde existe competencia en los diferentes niveles que conforman un sistema eléctrico.

2.2.1 Economía de escala y economía de redes

La mayoría de los sistemas de potencia empezaron como pequeños sistemas aislados, en los cuales, los generadores fueron instalados para alimentar la demanda requerida por los procesos industriales o para alimentar algunas ciudades. Después de la entrada de la transmisión en corriente alterna y de algunos años de logros tecnológicos (logrando que las plantas generadoras alimentaran áreas más grandes) dos hechos principales facilitaron el siguiente paso en la evolución de los sistemas eléctricos de potencia [Ruiz 2002]:

- La diversificación en las cargas alimentadas (rural, residencial, industrial, comercial, etc.), provocó que las plantas generadoras pudieran vender más energía eléctrica, debido a las diferentes cargas en diferentes horas del día.

-
- Como el tamaño de las plantas se incrementó, los costos de producción disminuyeron. De esta forma, un productor de energía eléctrica, operando el más grande generador a su máxima salida, podía producir a un menor costo con respecto a muchos de sus competidores (generadores más pequeños), esto se llamó *economía de escala*.

Cuando las líneas de transmisión y distribución empezaron a ser construidas para conectar grandes plantas generadoras a diferentes centros de carga, se observó que no era económico tener una red (de transmisión o distribución) por cada compañía de generación para suministrar la misma carga. Una sola red de transmisión y distribución permitía bajar los costos de suministrar la energía eléctrica, a esto se le llamó *economía de redes*. Estos factores (*economía de escala* y *economía de redes*), hicieron que el sistema eléctrico se considerara como un monopolio natural.

2.2.2 Interconexión de compañías eléctricas y la creación de power pools

Los *power pools* empezaron a existir durante la década de los setentas como una reacción al incremento en los precios de la energía eléctrica. En orden de optimizar el uso de recursos de materia prima, costos de operación, entre otros, las compañías eléctricas construyeron sistemas interconectados. Los *power pools* son la unión de generadores de energía, red de transmisión y distribución para el abastecimiento de la energía eléctrica y a la vez minimizar costos.

De esta forma, dos tipos principales de interconexión entre dos sistemas fueron desarrollados:

- La unión simple, que es un lazo de baja capacidad que está pensado solamente para uso de emergencia, usado principalmente entre compañías de servicio nacional o entre *power pools*.
- El segundo tipo de unión, que es de alta capacidad, para reducir el costo de inversión para proporcionar un servicio confiable.

2.2.3 *Ventajas y desventajas de Power pools*

Ventajas. Construir líneas de interconexión y coordinar operación y planeación de varios servicios como si fueran una sola compañía, proporciona varias ventajas. En general son:

- Uso eficiente y económico de los generadores grandes.
- Costos totales más bajos de generación de energía eléctrica.
- Reservas instaladas más pequeñas de las requeridas por sistemas individuales.
- Mejora de la frecuencia y de la regulación de voltaje.
- Maximización de los beneficios de asistencia de emergencia a las compañías vecinas en eventos de disturbios del sistema o fallas.

Desventajas. Existen desventajas en los *power pools* que deben ser valoradas. Algunas de estas desventajas son:

- La complejidad de los acuerdos de los *power pools* y los costos de soportar la estructura ínter-servicios.
- Los costos de inversión y operación asociados con la oficina de despacho central y la necesidad de comunicación y medios de cómputo.
- La complejidad adicional que puede resultar de tratar con agencias regulatorias.

Las desventajas de los *power pools* aparecen principalmente de coordinar varios servicios individuales en orden de ganar beneficios para todos sus miembros. Es decir, lograr un funcionamiento en el cual todos los participantes estén satisfechos con la forma de operar y con los beneficios obtenidos de forma particular.

2.2.4 *Sudamérica: los iniciadores de la reestructuración*

Debido a que los países del sur del continente americano se enfrentaron en el sector eléctrico con un problema común de los países en vías de desarrollo, como es la falta de fondos para abastecer los requerimientos de inversión, principalmente a causa de las malas estrategias de planeación y operación, se tuvo la necesidad de pensar en cambios

estructurales en la forma de operar el sector eléctrico para solucionar los problemas que estaban enfrentando.

El primer país que reestructuró su sector eléctrico llevándolo hacia la desregulación fue Chile en 1982, con esto, indujo la reestructuración del sector eléctrico en otros países como Argentina, Bolivia, Colombia, Perú y Brasil. El impacto de las reformas estructurales en estos países se vio reflejado en la disminución de pérdidas en la red de transmisión y distribución, y en la disminución del precio de la energía eléctrica. Por ejemplo, en Chile, las pérdidas se redujeron de 21% en 1986 a 8.6% en 1996. En Argentina, el precio de la energía eléctrica se redujo de 39\$/MWh en 1994 a menos de 32\$/MWh en 1996.

Los resultados de la reestructuración fueron muy positivos, la eficiencia del sector eléctrico se incrementó, la competencia se mejoró con el incremento de participantes en el mercado eléctrico, y como consecuencia de esto, se atrajeron nuevas inversiones de los países desarrollados hacia estos países en vías de desarrollo.

Las estructuras desarrolladas para el mercado eléctrico varían con cada región o país dependiendo de sus necesidades, en las siguientes secciones se pretende mostrar estas estructuras desde un contexto general.

2.3 MERCADO ELÉCTRICO COMO MONOPOLIO NATURAL

Como ya se mencionó anteriormente, al inicio de su historia, el sector eléctrico fue por sus características (*economía de escala* y *economía de redes*) un monopolio natural, en el cual todo el sistema eléctrico (generadores, red de transmisión y distribución, etc.) pertenece a una sola compañía, la cual se encarga del suministro de energía en un área, región o país.

Una estructura opcional del mercado monopolizado es aquella en la cual, pueden existir diferentes compañías de distribución dentro del área geográfica que abarca la compañía de generación y transmisión, por lo tanto las compañías de distribución son monopolios en un área menor. Como la generación y la transmisión de la energía eléctrica son propiedad de una sola compañía, las compañías de distribución solo pueden adquirir la energía eléctrica de ésta. En la Figura 2.1 se muestra la estructura de un mercado eléctrico monopolizado y los subsistemas que usualmente componen el sistema eléctrico. Se muestra

un sistema físico, en el cual los generadores envían energía eléctrica a las cargas, a través de la red eléctrica (transmisión y distribución) y se muestra un sistema financiero, por medio del cual, se representa la estructura de contratos para vender la energía eléctrica a los consumidores.

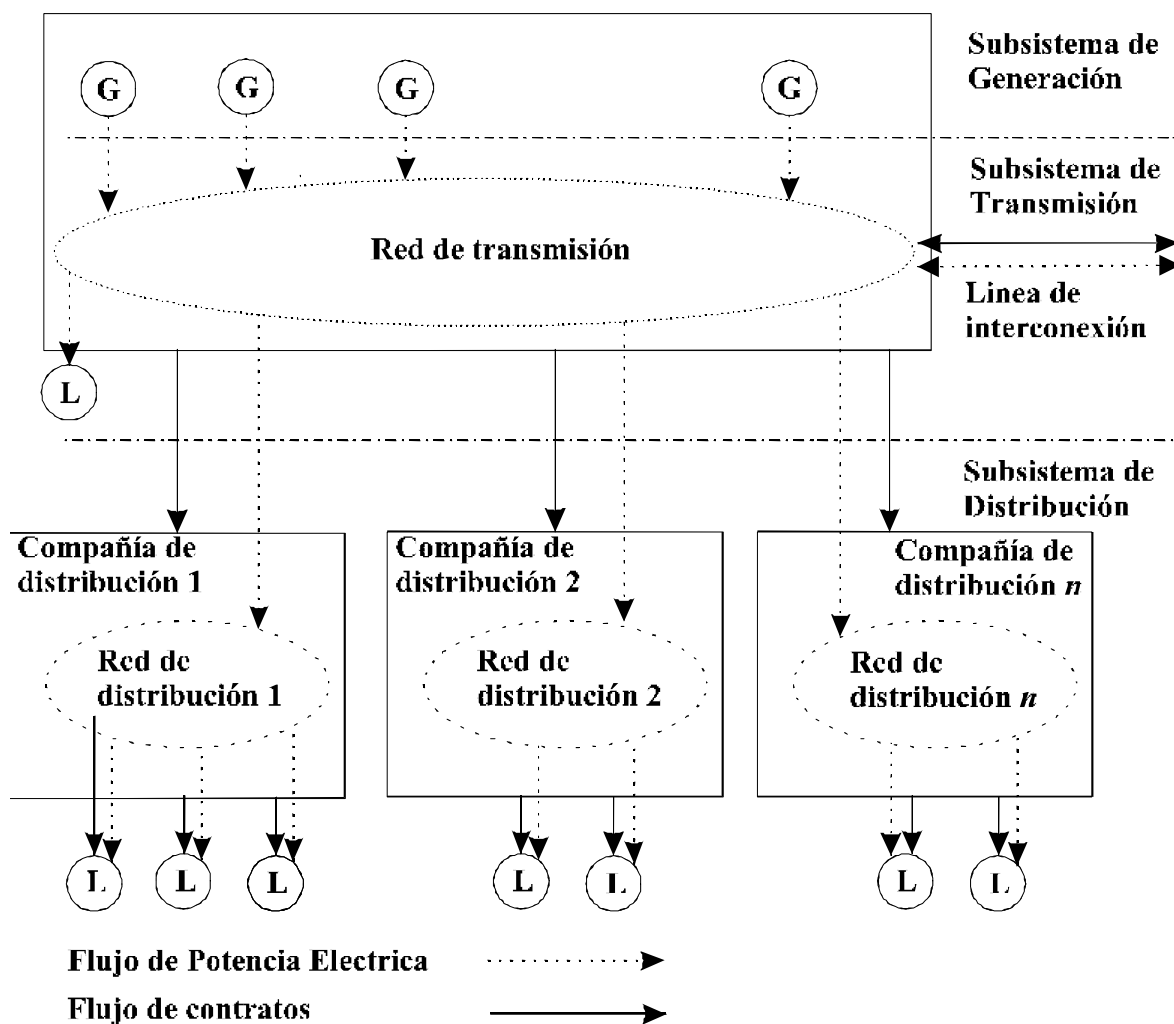


Figura 2.1. Estructura de un monopolio natural en un mercado eléctrico.

En los sistemas eléctricos de potencia, la parte física esta compuesta de tres subsistemas: generación, transmisión y distribución, los cuales están representados por líneas punteadas en la Figura 2.1. El subsistema de generación consiste de las maquinas eléctricas que se encargan de generar la potencia eléctrica, el subsistema de transmisión es el que se encarga de transmitir la potencia eléctrica de los centros de generación a los centros de consumo y por último el subsistema de distribución es el encargado de distribuir

la potencia eléctrica a los consumidores. Desde un punto de vista físico, un sistema eléctrico de potencia, incluyendo generadores, la red de transmisión y distribución y las cargas, trabaja como una sola máquina bien coordinada.

El sistema financiero de un mercado eléctrico monopolizado, se muestra en la Figura 2.1 en líneas sólidas, este corresponde a un sistema de integración vertical por contratos. Este sistema financiero es relativamente simple. Por cada área de servicio, una sola compañía posee los generadores y la red de transmisión, esta compañía tiene el monopolio de los contratos con las compañías de distribución. Las compañías de distribución poseen su propia red de distribución en un área menor a la abarcada por la red de transmisión, por lo tanto, tienen un monopolio sobre los usuarios finales de la energía eléctrica.

En una estructura de monopolio en donde una compañía posee los tres subsistemas físicos del sistema eléctrico, esta compañía vende la energía eléctrica directamente a los usuarios finales, como es el caso de México.

2.4 MERCADOS ELÉCTRICOS REESTRUCTURADOS

2.4.1 Razones para cambiar la estructura convencional de los mercados eléctricos

Al principio de los 90's los servicios eléctricos empezaron a ser reestructurados hacia la privatización o desregulación en varios países alrededor del mundo. Este proceso está inscrito en la actual liberalización de la economía, en la cual otros sectores como el bancario, telefónico, entre otros, están siendo desregulados o privatizados.

Los sistemas eléctricos desregulados cambian del modelo vertical tradicional (monopolio natural), en el cual todo el sistema eléctrico es propiedad de una sola empresa, a un modelo horizontal, en el cual los tres subsistemas eléctricos llegan a ser independientes y en algunos casos dentro de cada subsistema existen diferentes compañías. Este proceso fue desarrollado con el objetivo de permitir la competencia entre diferentes compañías y está justificado por las siguientes razones:

- Los desarrollos alcanzados en la tecnología de generación hacen que la eficiencia de pequeñas plantas de generación sea comparable con la de grandes plantas.
- Teniendo la posibilidad de competencia en generación, las interconexiones son consideradas como fuerzas manejadoras de la reestructuración, puesto que estas incrementan el tamaño del mercado que puede ser alimentado por los generadores
- Las diferencias entre el precio de la energía eléctrica en un mismo país, provocaron el incremento de la competencia y así la disminución del precio y la tendencia a tener menos diferencias del precio entre regiones
- La necesidad de incrementar la eficiencia en las decisiones de inversión y mejorar el uso de las plantas existentes, son una razón adicional para la reestructuración de los mercados eléctricos

Por muchas razones, los recientes cambios en la tecnología y la economía han sido suficientes para concluir que el mercado eléctrico no debe ser más un monopolio.

2.4.2 Principales estructuras de los mercados

El proceso de reestructuración, el cual es manejado con la idea principal de que la competencia mejora el funcionamiento de los sistemas eléctricos, no necesariamente implica la privatización del mercado. Desde el punto de vista de competencia, en general hay cuatro formas fundamentales de reestructurar el mercado eléctrico, como se muestra en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Estructuras alternativas en los mercados eléctricos.

Estructura del sistema	Monopolio	Agencia de compra	Competencia al mayoreo	Competencia al menudeo
Definición	Monopolio en cada nivel	Competencia en generación, pero solo existe un comprador	Competencia en generación y diferentes opciones de compra para las compañías de distribución	Competencia en generación y diferentes opciones de compra para los usuarios finales

Los modelos de la Tabla 2.1 corresponden a diferentes grados de monopolio, competencia y alternativas en el mercado, y son abstracciones que no describen sistemas particulares.

El primer modelo es el monopolio tradicional. La competencia no es permitida en ningún nivel del sistema eléctrico (generación, transmisión o distribución).

En el segundo modelo, una agencia de compra es el único comprador de la energía eléctrica. Hay competencia entre generadores para venderle a este comprador, pero no tienen acceso a la red de transmisión para venderles a las compañías de distribución.

El tercer modelo permite la competencia entre los generadores en el nivel de mayoreo. La red de transmisión esta abierta y las compañías de distribución pueden comprar la energía eléctrica directamente de los generadores. Las compañías de distribución aún mantienen el monopolio sobre los usuarios finales.

El último modelo permite la competencia en todos los niveles del sistema eléctrico. El acceso a las redes de transmisión y distribución esta abierto y las ventas directas entre usuarios finales y generadores son posibles.

Una descripción mas detallada de los modelos anteriores en donde existe cierto grado de competencia se da a continuación, los nuevos participantes que aparecen en cada modelo también se mencionan.

2.4.3 Estructura de agencia de compra “un solo comprador”

En el modelo de agencia de compra, es decir de un solo comprador, los nuevos generadores están permitidos para participar en el mercado eléctrico. Estos nuevos generadores son conocidos como productores independientes de potencia “IPP” (por sus siglas en ingles, *Independent Power Producers*). Este modelo preserva los procesos centrales de planeación del modelo de monopolio. Esta estructura introduce la competencia en el subsistema de generación, pero toda la generación de energía eléctrica debe ser vendida a un solo comprador, por lo general mediante contratos a largo plazo. En la Figura 2.2 se muestra la estructura física y financiera del modelo de agencia de compra, esta estructura es muy similar a la que describe el modelo de monopolio, las principales diferencias radican en los IPP y los contratos a largo plazo que se firman con la agencia de compra. En este caso, la

agencia de compra es una compañía que es propietaria de la red de transmisión y en algunos casos, de algunos generadores.

Esta estructura tiene el problema de identificar a la “agencia de compra”, puesto que tiene que firmar los contratos a largo plazo con los generadores, necesita ser de excelente crédito. El gobierno o una muy bien establecida compañía son un buen candidato. Sin embargo, puede haber algunos conflictos entre los IPP y la agencia de compra si esta posee algunos generadores. Idealmente la agencia de compra debe ser independiente de los generadores, la agencia de compra necesita ser vista como imparcial. Esto significa que la agencia de compra debe implementar sus acciones de acuerdo a un grupo de reglas previamente acordadas por los participantes.

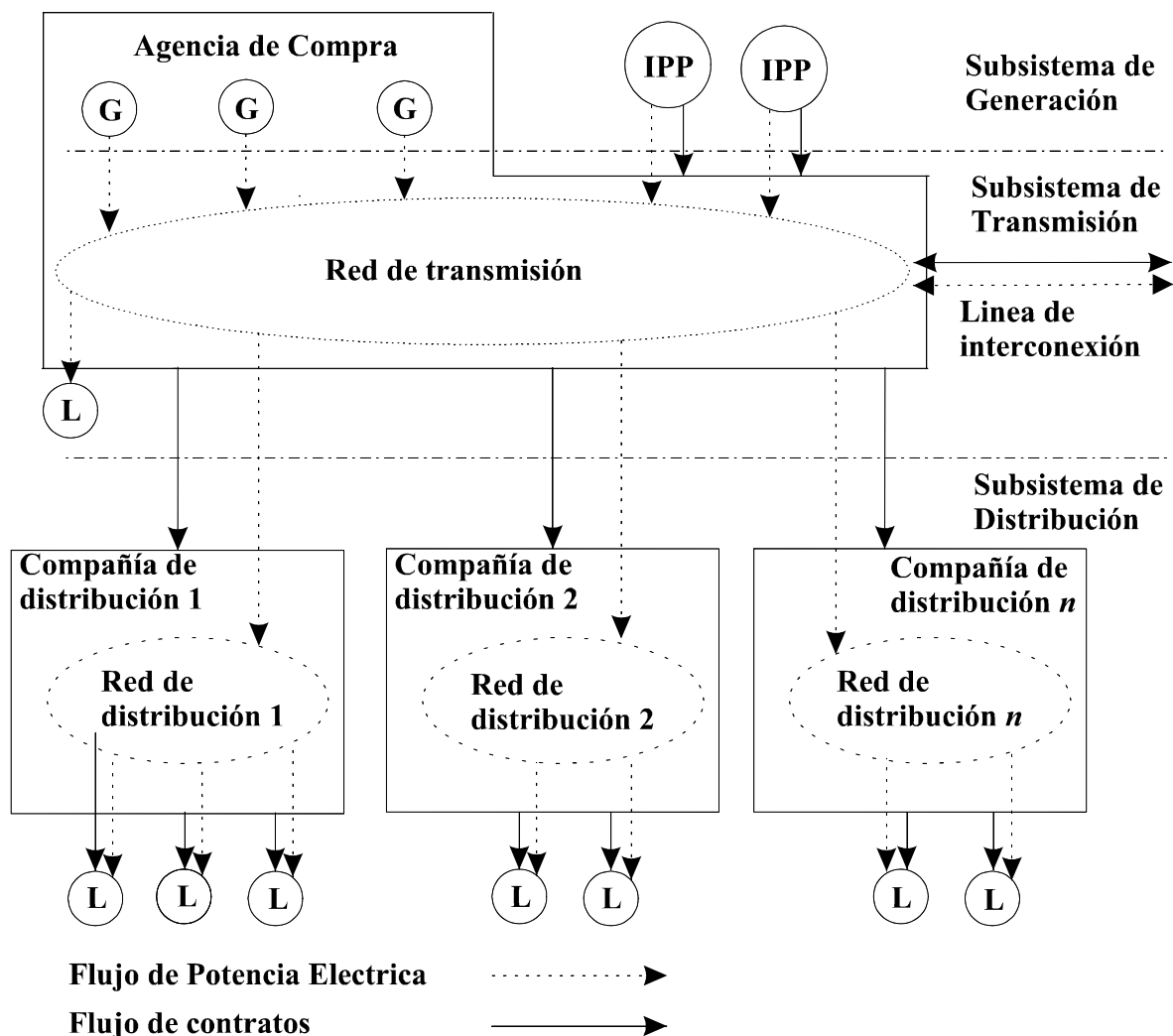


Figura 2.2. Estructura del modelo agencia de compra en un mercado eléctrico.

La estructura mostrada en la Figura 2.2 tiene un despacho central de los generadores y un despacho eficiente se logra a través de diseñar cuidadosamente los contratos con los IPP, esto ayuda a mantener un precio al mayoreo unificado de la energía eléctrica, simplificando la regulación del precio.

El modelo de agencia de compra algunas veces es usado como un modelo de transición hacia un modelo de competencia al mayoreo o al menudeo.

2.4.4 Estructuras de competencia al mayoreo y menudeo

Es en las estructuras de competencia al mayoreo y menudeo donde la idea de competencia en generación separa comercialmente la energía eléctrica como un producto de transmisión y como un servicio. En orden de definir la transmisión de potencia eléctrica como un servicio separado, ambas estructuras requieren reestructurar el sector eléctrico mediante el desacoplamiento funcional de los servicios eléctricos.

Desacoplamiento funcional de los servicios eléctricos

El desacoplamiento funcional de los servicios eléctricos implica su reestructuración segregando los subsistemas de generación, transmisión y distribución en entidades independientes comercialmente competitivas, estas decisiones de reestructuración tienen como objetivo el de evitar la existencia de la *economía de escala* y de la *economía de alcance*.

Economías de alcance se refiere a situaciones donde las diferentes actividades relacionadas con un proceso (como generación y transmisión) pueden ser eficientemente desarrolladas por una sola compañía, donde un director administra todas las actividades. Cuando se desacoplan los servicios eléctricos, las relaciones de control y operación con la compañía deben ser reemplazadas por relaciones contractuales entre las diferentes compañías resultantes en generación y transmisión. Los costos de negociar, ejecutar y litigar los mecanismos contractuales requeridos son conocidos como *costos de transacción*.

El desacoplamiento funcional de los servicios eléctricos requiere completamente de la creación de nuevas instituciones independientes de los servicios o compañías eléctricas existentes, para manejar y revisar la planeación y operación del sistema eléctrico. La competencia permite la entrada de nuevos participantes al sector eléctrico y permite el

comercio de la potencia eléctrica en varios contextos de tiempo, desde contratos a largo plazo, hasta operaciones en tiempo real.

Nuevas instituciones y participantes en los mercados de electricidad

En la estructura de competencia al mayoreo, la competencia es expandida con respecto a la estructura de agencia de compra, en la cual todos los generadores ahora pueden vender la energía eléctrica a diferentes clientes y no solo a uno. Las compañías de distribución pueden comprar la energía eléctrica directamente de los generadores, pero aún tienen un monopolio sobre los clientes finales. En la estructura de competencia al menudeo, los consumidores pueden adquirir la energía eléctrica directamente de los generadores.

La implementación de competencia al mayoreo y menudeo requiere de la creación de nuevas instituciones. Las instituciones básicas son:

- Nuevas instituciones reguladoras
- Un operador de sistema

Nuevas instituciones reguladoras son necesarias para implementar todos los mecanismos acordados con los cuales todos los participantes del mercado comercian la potencia eléctrica.

La función básica del operador de sistema es proporcionar equidad en los servicios de transmisión para todas las transacciones desarrolladas por los diferentes participantes del mercado.

Toda la variedad de estructuras propuestas, implementadas y experimentadas en diferentes países, tienen básicamente estas instituciones constituidas en diferentes formas. La estructura de los nuevos mercados liberalizados no es única, como un ejemplo se muestra la Figura 2.3, en la cual se ilustra la estructura diseñada en 1996 para el mercado eléctrico en California. El mercado eléctrico de California puede ser considerado en muchos aspectos (estructura, nuevos participantes, arreglos contractuales, etc.) como un muy buen ejemplo de los mercados eléctricos liberalizados o desregulados.

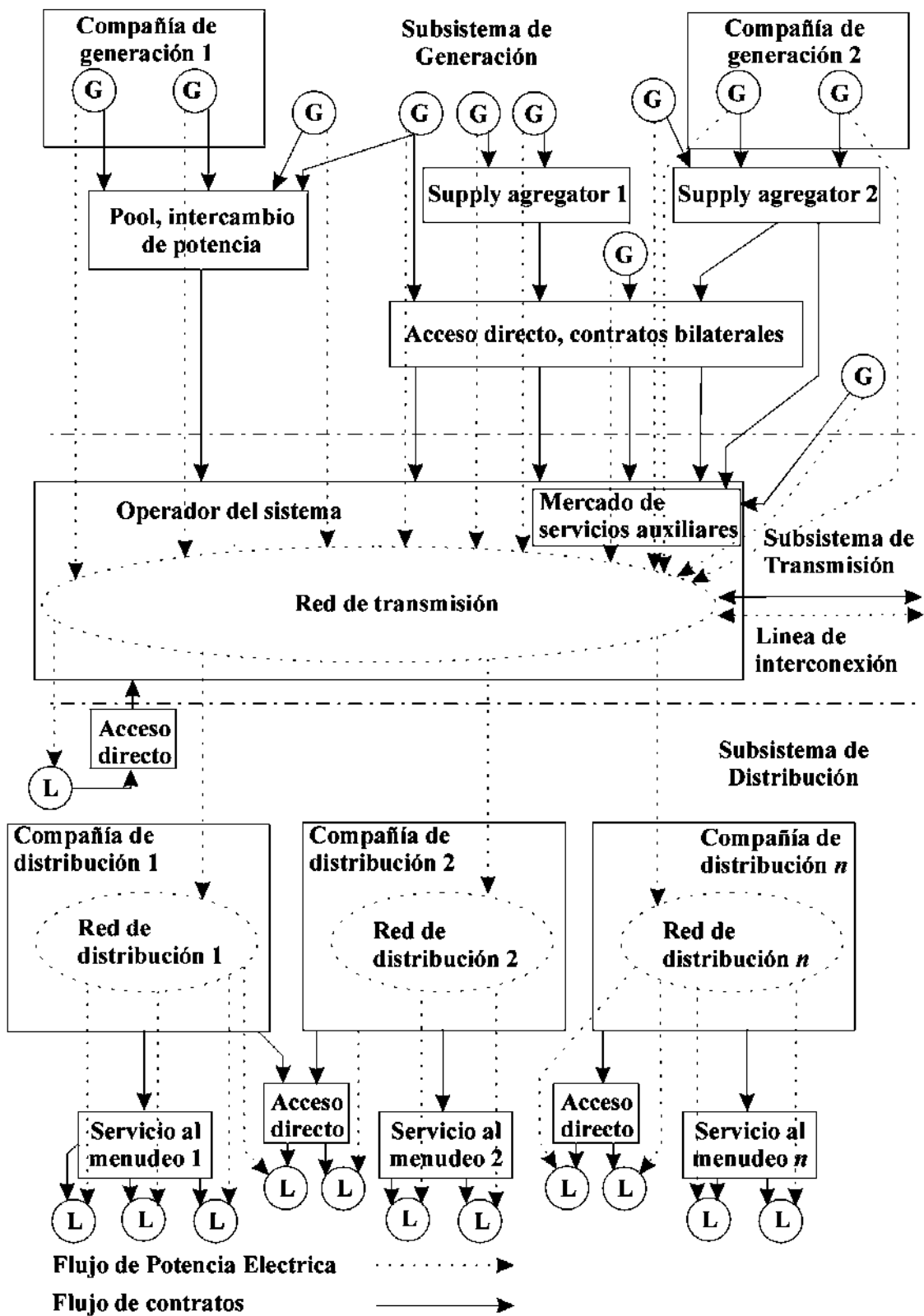


Figura 2.3. Estructura del mercado eléctrico en California

En la Figura 2.3 se pueden ver cambios substanciales en el sistema financiero. Todos los vendedores y compradores están presentes. La potencia eléctrica puede ser comercializada tanto por mercados de subasta como por contratos bilaterales.

En lo que se refiere al sistema financiero, la Figura 2.3 muestra que existen varias compañías en el subsistema de generación, las cuales pueden poseer uno o más generadores. También se observa la presencia de *power pool* para el intercambio de potencia con otras regiones o países.

En el subsistema de transmisión se observa que continúa siendo un monopolio, pero existe un operador del sistema que se encarga de coordinar la operación de la red de transmisión.

A nivel de distribución, se observa que existen varias compañías, las cuales venden la energía eléctrica directamente a los consumidores. También se observa que se tiene acceso directo a la red de transmisión para los consumidores grandes, los cuales pueden comprar la energía eléctrica directamente de los generadores

La Figura 2.3 representa un mercado liberalizado en su máxima expresión, donde existe una variedad de contratos para la comercialización de la energía eléctrica, estos contratos van desde venta y compra al mayoreo, hasta venta y compra para servicios residenciales, desde contratos en tiempo real, hasta contratos a largo plazo.

2.5 CONCLUSIONES

En este capítulo se presentaron de forma breve las razones por las cuales se tuvo la necesidad de reestructurar el sector eléctrico en la mayoría de los países, tanto países desarrollados como países en vías de desarrollo, además se describieron algunos antecedentes de los mercados eléctricos. Como parte principal del capítulo, se describieron las diferentes estructuras básicas existentes en la actualidad de los mercados eléctricos, incluyendo su sistema físico y su sistema financiero, se describió el funcionamiento de estas estructuras y su grado de competencia y desregulación de cada una de ellas.

3 DINÁMICA DE SISTEMAS.

3.1 INTRODUCCIÓN

La constante más grande de los tiempos modernos es el cambio. Cambios acelerados en la tecnología, en la población y en la economía están transformando nuestro mundo. Los cambios que se enfrentan en el presente son consecuencias intencionadas o no intencionadas de las acciones pasadas. Esto ha llevado a nuevas formas de pensar y actuar, de aquí el surgimiento del Pensamiento Sistémico y de la Dinámica de Sistemas.

El Pensamiento Sistémico es una forma de pensar y es una herramienta para describir las interconexiones entre los componentes de un sistema, la herramienta principal del Pensamiento Sistémico son los diagramas de lazo causal, los cuales describen las interconexiones de las variables que componen un sistema y las relaciones causales entre ellas. Los conceptos fundamentales del Pensamiento Sistémico y de los diagramas de lazo causal son descritos posteriormente en este capítulo.

La Dinámica de Sistemas fue desarrollada por Jay W. Forrester durante los cincuentas y sesentas [Forrester 1961], como una herramienta para modelar la dinámica de los sistemas que surge de las interconexiones entre sus componentes. Los conceptos principales de la Dinámica de Sistemas son la retroalimentación y los “*stocks and flows*” (flujos y reservas), estos conceptos serán explicados más adelante en este capítulo.

3.2 PENSAMIENTO SISTÉMICO

El elemento principal de la Dinámica de Sistemas a la hora de iniciar el modelado de un sistema es el Pensamiento Sistémico. Existen muchas formas de ver al Pensamiento Sistémico. El Pensamiento Sistémico es un marco conceptual, un cuerpo de conocimientos y herramientas que se han desarrollado en los últimos 50 años para que los patrones de un sistema resulten más claros y así poder modificarlos. El Pensamiento Sistémico es un lenguaje y ofrece una forma de comunicación acerca de la complejidad dinámica e interdependencia de las variables de un sistema.

El Pensamiento Sistémico es la habilidad para ver al mundo como un sistema dinámico complejo, en el cual se entiende que todos sus componentes están interconectados, y que además nosotros somos parte del sistema, por lo tanto nuestras acciones afectan al sistema y el sistema nos afecta a nosotros [Sterman 2000].

Gracias al Pensamiento Sistémico se cuenta con modos de entender los patrones y el comportamiento de los sistemas. Es un marco conceptual cuya esencia pretende producir un “cambio de enfoque” y nos ayuda de dos formas: a ver interrelaciones entre los elementos de un sistema en lugar de cadenas lineales de causa-efecto y a ver procesos de cambio en lugar de fotografías estáticas.

3.3 PRINCIPIOS DEL PENSAMIENTO SISTÉMICO

En general el Pensamiento Sistémico está caracterizado por los siguientes principios [Anderson y Johnson 1997].

3.3.1 *Pensar en la imagen grande*

Durante el análisis de un problema se tiende a enfocarse sobre lo inmediato. Con este reducido enfoque muchas veces no se puede observar la fuente del problema, el principio de la imagen grande consiste en dar un paso atrás del enfoque inmediato y ampliar la visión del problema, tanto en tiempo como en espacio.

3.3.2 Balancear las perspectivas de corto y largo plazo

El Pensamiento Sistémico muestra que las decisiones y los objetivos a corto plazo, en la mayoría de las ocasiones afectan el comportamiento de los sistemas a largo plazo, por lo tanto hay que hacer un balance entre la visión del problema a largo y corto plazo. ¿Cuál análisis es mejor?, depende del objetivo del modelo del sistema.

3.3.3 Reconocer la naturaleza dinámica, compleja e interdependiente de los sistemas

Cuando se observa sistemáticamente en el mundo, es claro que todo es dinámico, complejo e interdependiente. Puesto de otra forma: las cosas cambian todo el tiempo, la vida es desordenada y todo está interconectado.

Lo anterior es bien conocido. Sin embargo, cuando se está resolviendo un problema o tratando de predecir el comportamiento futuro de un sistema, se tiende a simplificar las cosas, crear orden, etc. El Pensamiento Sistémico no pretende abandonar estas aproximaciones en su totalidad; en vez de esto, el Pensamiento Sistémico recuerda que la simplificación, la estructura de orden y el pensamiento lineal tienen sus límites, y pueden generar tantos problemas como soluciones. El punto principal es que se debe estar consciente de las relaciones entre las variables y de la complejidad del sistema, y además considerar parámetros tanto internos como externos a la hora de crear modelos para describir el comportamiento de algún sistema.

3.3.4 Tomar en cuenta factores tangibles y no tangibles

Algunas personas valoran más los factores tangibles que los no tangibles, algunas otras valúan en forma opuesta, muchas herramientas de análisis solo se basan en factores tangibles y desprecian la influencia de los factores no tangibles en el comportamiento de los sistemas. El Pensamiento Sistémico fomenta el uso de ambos tipos de factores para el desarrollo de los modelos de los sistemas.

3.3.5 Recordar que se es parte de los sistemas con los cuales se interactúa y que se influye en estos sistemas al igual que los sistemas influyen en cada persona.

Uno de los principios más desafiantes del Pensamiento Sistémico dice que usualmente se contribuye en los problemas. Cuando se ve en la gran imagen, sobre un largo horizonte de tiempo y espacio, a menudo se encuentra que se ha jugado algún rol en los problemas que se enfrentan en el presente. Además este principio también dice que los sistemas tienen efecto en todos sus componentes de una forma u otra.

3.4 DIAGRAMAS DE LAZO CAUSAL

Los diagramas de lazo causal son la herramienta principal para representar la estructura de retroalimentación de los sistemas. Los diagramas de lazo causal son útiles gracias a que:

- Rápidamente capturan la hipótesis de las causas de la dinámica de un sistema.
- Obtienen y capturan los modelos mentales de los individuos o de equipos de trabajo y los plasman en una forma grafica.
- Comunican las retroalimentaciones responsables de la dinámica de los sistemas.

Cabe mencionar, que un diagrama de lazo causal describe las interconexiones entre las variables de un sistema, pero no es capaz de describir el estado de dicho sistema, de aquí la necesidad de una metodología para describir el estado del sistema, dicha metodología es la Dinámica de Sistemas, de la cual se habla más adelante en este capítulo.

3.4.1 Notación de los diagramas de lazo causal

Un diagrama de lazo causal consiste de variables conectadas por flechas denotando la influencia causal entre las variables. Los lazos de retroalimentación son el resultado de las interconexiones entre las variables del sistema y son identificados con una polaridad positiva ó negativa (+ ó -) ó con una letra R o B (refuerzo o balance) que indica el efecto con el que regresa un cambio a una variable cualquiera que forma parte de él. En la Figura

3.1 se muestra un diagrama de lazo causal, este describe el sistema que representa el comportamiento dinámico simplificado de una población.

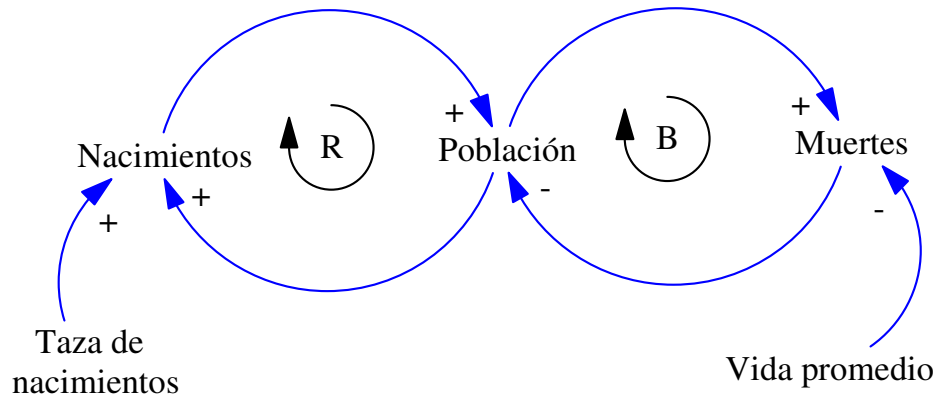


Figura 3.1. Diagrama de lazo causal.

En un diagrama de lazo causal, las variables son relacionadas por uniones causales mostradas por flechas. En la Figura 3.1, la variable nacimientos es determinada tanto por la variable población como por la variable tasa de nacimientos. Cada unión causal es definida con una polaridad, positiva (Figura 3.2) o negativa (Figura 3.3), para indicar como la variable dependiente cambia respecto a la variable independiente.

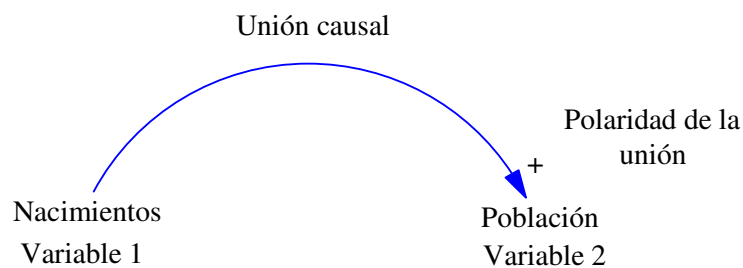


Figura 3.2. Unión causal positiva.

Una unión positiva significa que la variable dependiente cambia en forma directamente proporcional a la variable independiente, es decir, si la variable independiente crece la

variable dependiente también crece, y si la variable independiente decrece la variable dependiente también decrece.

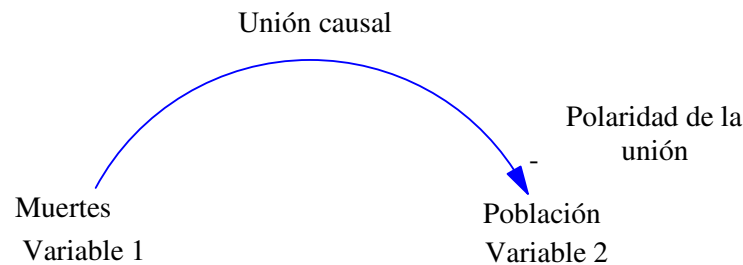


Figura 3.3. Unión causal negativa.

Una unión negativa significa que la variable dependiente cambia en forma inversamente proporcional a la variable independiente, es decir, si la variable independiente crece la variable dependiente decrece, y si la variable independiente decrece la variable dependiente crece.

Un círculo cerrado de variables y uniones causales forman un lazo de retroalimentación, el cual puede ser de balance o de refuerzo:

- Un lazo de retroalimentación de balance, es aquel lazo de retroalimentación en el cual, tomando cualquier variable como punto de inicio, y siguiendo el efecto de las uniones causales hasta regresar a esta variable, el efecto inicial de esta variable regresa en forma opuesta, es decir, si la variable inicia con un incremento, el efecto de retorno es de decremento.
- Un lazo de retroalimentación de refuerzo, es aquel lazo de retroalimentación en el cual, tomando cualquier variable como punto de inicio, y siguiendo el efecto de las uniones causales hasta regresar a esta variable, el efecto inicial de esta variable regresa con mayor fuerza, es decir, si la variable inicia con un incremento, el efecto de retorno es un mayor incremento.

Los lazos de retroalimentación son ilustrados por medio de un lazo identificador como se muestra la Figura 3.4.

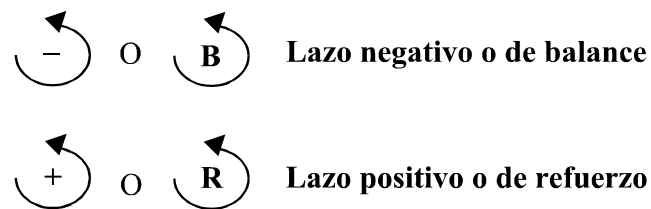


Figura 3.4. Lazos identificadores.

Los diagramas de lazo causal describen la estructura del sistema, pero no describen la conducta de las variables, es decir, los diagramas de lazo causal describen “que pasa si” hubiera un cambio, pero no describen el estado de las variables, de aquí la necesidad de la Dinámica de Sistemas.

3.5 DINÁMICA DE SISTEMAS

La Dinámica de Sistemas es una herramienta para modelar el comportamiento dinámico de los sistemas, sirve para mejorar la comprensión y conocimiento del comportamiento de los sistemas dinámicos, se utiliza para modelar y estudiar el comportamiento de cualquier clase de sistema a través del tiempo. La Dinámica de Sistemas en lugar de analizar a detalle los elementos de un sistema, su énfasis principal está en analizar las relaciones entre los elementos que crean dinámica en el sistema. Consecuentemente, los modelos en Dinámica de Sistemas usualmente tienen un nivel de detalle superficial en la descripción de sus variables, mientras que el alcance del modelo en tiempo y espacio está más allá de los métodos de análisis convencionales.

El surgimiento de la Dinámica de Sistemas tiene su origen en la búsqueda de una mejor comprensión de la administración. Su aplicación, se ha extendido al cambio medioambiental, la política, la conducta económica, la medicina y la ingeniería, así como a otros campos. La Dinámica de Sistemas muestra como van cambiando las cosas a través del tiempo.

Un proyecto de Dinámica de Sistemas comienza con un problema que hay que resolver o un comportamiento indeseable que hay que corregir o evitar. El primer paso en Dinámica de Sistemas sondea la riqueza de información que la gente posee en sus mentes. Puesto que la gente conoce la estructura de un sistema y las normas que dirigen las decisiones, las bases de datos mentales y los modelos mentales son una vasta fuente de información acerca de un sistema.

A través de la Dinámica de Sistemas se muestra de que modo la estructura de retroalimentación del sistema domina el comportamiento del mismo. La estructura de retroalimentación se puede definir como aquellos procesos circulares en que un cambio en una variable conlleva reacciones en las demás variables del proceso circular, retroalimentando la variable inicial de forma positiva o negativa.

Por lo tanto la retroalimentación es uno de los conceptos fundamentales de la Dinámica de Sistemas. En Dinámica de Sistemas se usan varias herramientas para capturar la estructura de los sistemas, incluyendo los diagramas de lazo causal descritos anteriormente y mapas *stock and flow* que se describen en la siguiente sección.

Matemáticamente, la Dinámica de Sistemas es un grupo de ecuaciones diferenciales no lineales, las variables de estado en el sistema son referidas como *stocks* y el control de las variables depende de las estrategias de decisión y de la estructura de los lazos de retroalimentación en el sistema. En un modelo de Dinámica de Sistemas se pueden incluir los efectos de retrasos y no linealidades.

Existe software especialmente diseñado para simular los modelos de Dinámica de Sistemas, estos modelos son resueltos numéricamente. La posibilidad de incluir optimización e incertidumbre en los modelos esta limitada y solo se puede hacer de forma externa al software diseñado para Dinámica de Sistemas.

3.5.1 *Stocks and flows*

Los diagramas de lazo causal son muy útiles en muchas situaciones. Son apropiados para representar la interdependencia de las variables y los procesos de retroalimentación, se usan efectivamente para empezar a modelar un proyecto y capturar los modelos mentales. Sin embargo, los diagramas de lazo causal tienen limitaciones, una de las más importantes es

que son incapaces de capturar el estado actual del sistema, esto se logra a través del uso de mapas de “*stocks and flows*”. Los *stocks and flows* junto con la retroalimentación son los dos conceptos centrales de la teoría de Dinámica de Sistemas. A continuación se describen los *stocks and flows*:

- Los *stocks* son acumulación. Caracterizan el estado del sistema y generan la información en la cual se basan las decisiones y las acciones. Los *stocks* dan inercia y proporcionan de memoria a los sistemas. Los *stocks* crean retraso y son la fuente de la dinámica de desequilibrio en los sistemas.
- Los *flows* representa la tasa de cambio en el estado de los *stocks*. En general están en función de los *stocks* y de otras variables del sistema.

3.5.2 Notación para los *stocks and flows*

La Dinámica de Sistemas usa una notación especial para los *stocks and flows* (Figura 3.5), la cual es descrita a continuación:

- Los *stocks* se representan por rectángulos.
- Los *flows* se representan por una flecha de doble línea entrando o saliendo del stock.
- Las válvulas en los *flows* representan el control del flujo de los *flows*.
- Las nubes representan el límite de los *flows*, es decir, la fuente o el drenaje de los *flows*, estas (fuente o drenaje) son asumidas para tener capacidad infinita (como un bus infinito).

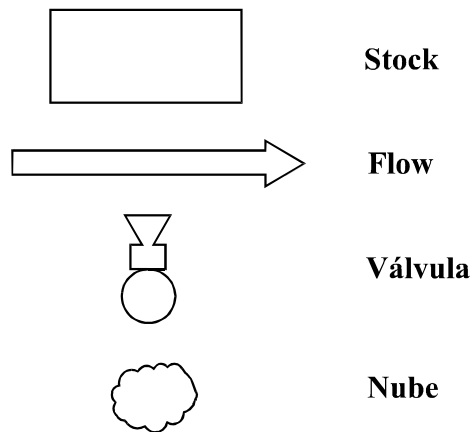


Figura 3.5. Representación de los componentes de los *stocks and flows*.

La estructura de todo *stock and flow* esta compuesta de los elementos anteriores. Un ejemplo se muestra en la Figura 3.6, el inventario de una empresa es el *stock*, la producción es un *flow* de entrada al *stock* (*inflow*) y las ventas son un *flow* de salida (*outflow*).

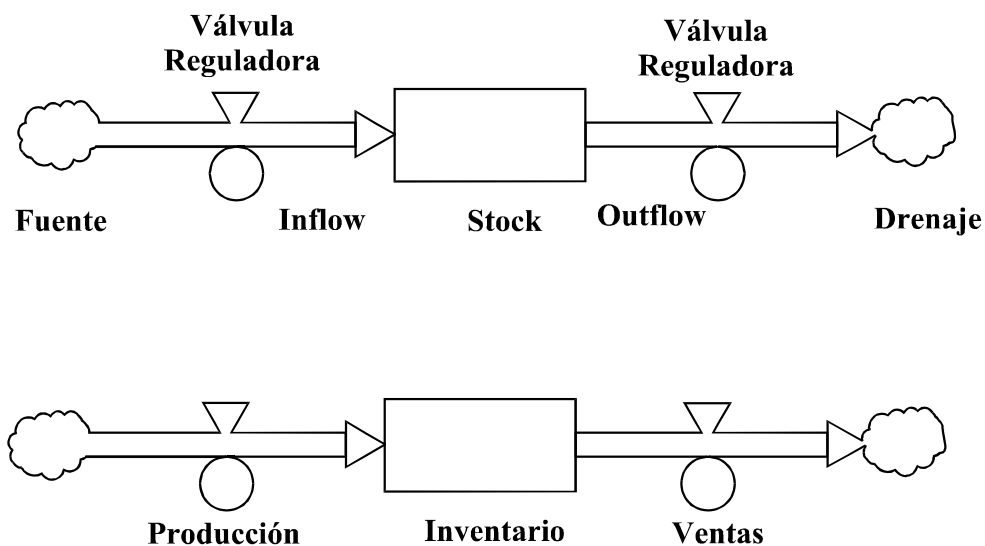


Figura 3.6. Estructura de un *stock and flow*.

Para aclarar los conceptos hasta ahora descritos, tanto del Pensamiento Sistémico como de la Dinámica de Sistemas, a continuación se presenta un sencillo ejemplo en donde aplicaremos los conceptos anteriores.

Ejemplo 3.1: se requiere describir el comportamiento de una población de conejos durante un periodo de análisis de 30 años, si la tasa de nacimientos es de 0.125 anual y la vida promedio de un conejo es de 10 años. Al principio del análisis la población es de 1000 conejos.

Solución: para describir este comportamiento, primero se aplica el Pensamiento Sistémico para obtener un diagrama de lazo causal, el cual describa las variables principales del sistema y las interconexiones entre ellas. En esta primera etapa, el diagrama de lazo causal resultante es el de la Figura 3.1, el cual dice que la población de conejos se incrementa con los nacimientos y disminuye con las muertes. Además dice que los nacimientos dependen en forma directa de la población y de la tasa de nacimientos, es decir entre mayor población mayor número de nacimientos y entre mayor tasa de nacimientos mayor número de nacimientos. Por último dice que las muertes dependen directamente de la población e inversamente de la vida promedio, es decir entre mayor población mayor número de muertes y entre mayor sea la vida promedio menor número de muertes.

El segundo paso para resolver el problema es pasar del diagrama de lazo causal a un modelo de Dinámica de Sistemas, es decir a un modelo de *stocks and flows* como se muestra en la Figura 3.7.

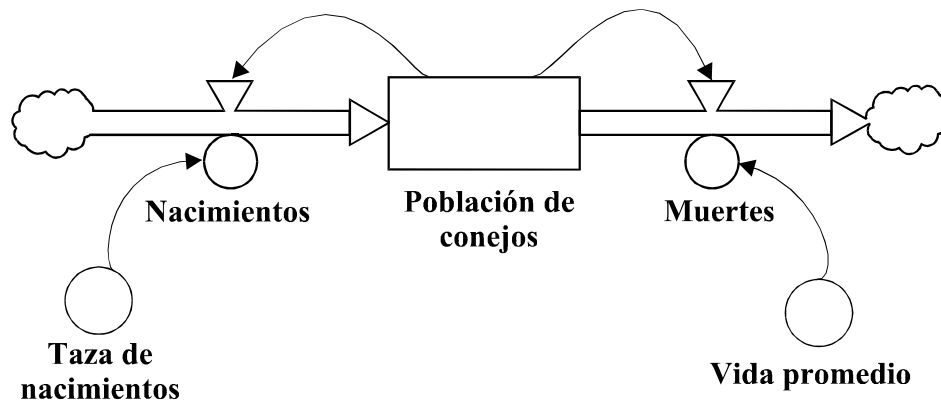


Figura 3.7. Estructura *stock and flow* para el modelo de población de conejos.

El modelo creado en Dinámica de Sistemas tiene las siguientes expresiones matemáticas que definen el comportamiento de las variables.

$$Población\ de\ conejos = Población\ de\ conejos_0 + \int (Nacimientos - Muertes) * dt \quad (3.1)$$

$$\text{Nacimientos} = \text{Población de conejos} * \text{Taza de nacimientos} \quad (3.2)$$

$$\text{Muertes} = \frac{\text{Población de conejos}}{\text{Vida promedio}} \quad (3.3)$$

Donde

$\text{Taza de nacimientos} = 0.125$

$\text{Vida promedio} = 10$

$\text{Población de conejos}_0 = 1000$

Los resultados de simular el modelo creado en Dinámica de Sistemas se muestran en la Figura 3.8, en los resultados se muestra que la población al final de la simulación será de 2115 conejos.

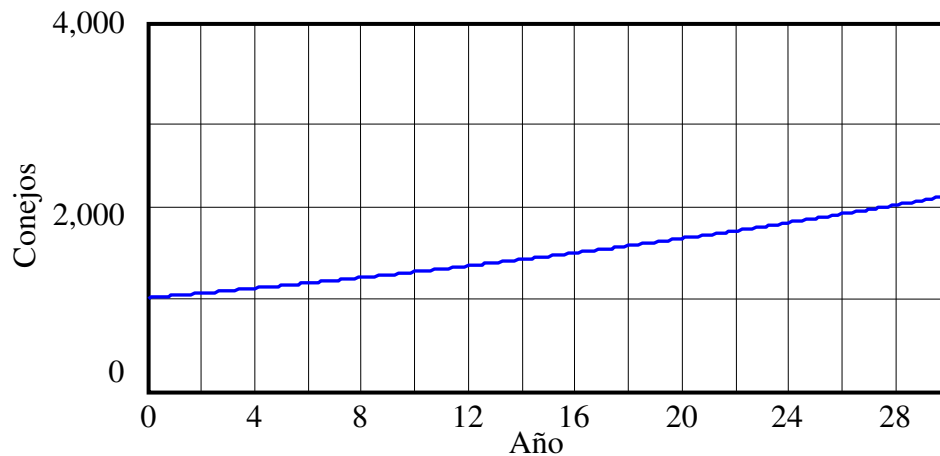


Figura 3.8. Grafica del comportamiento de la población de conejos.

3.6 HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN

Existe diferente software desarrollado para la simulación de los modelos de Dinámica de Sistemas, algunos paquetes de simulación son: *Vensim*, *Ithink* y *Powersim*, estos tres

paquetes de simulación se analizaron para elegir el más apropiado para simular los modelos creados en este trabajo. Por sus características y por su flexibilidad para enlazarse con otros softwares, se eligió *Powersim* como la herramienta de simulación para los modelos de Dinámica de Sistemas.

Algunas características importantes de *Powersim* son: tiene una gran flexibilidad y facilidad para interactuar con otros softwares, tales como Excel y Matlab. Cuenta con la posibilidad de trabajar con *arrays*. Tiene la opción de elegir el método numérico con el cual se resuelven los modelos de simulación. Además es un software comercial y de precio accesible.

3.7 CONCLUSIONES

En este capítulo se describió el Pensamiento Sistémico, el cual es el enfoque a través del cual se analiza el sistema que es el mercado eléctrico, se describió a los diagramas de lazo causal como la herramienta principal del Pensamiento Sistémico. Se describió la Dinámica de Sistemas, la cual es la metodología utilizada para modelar el mercado eléctrico, se describieron sus conceptos principales y la forma gráfica de representarlos, además se presentó un ejemplo para mejorar el entendimiento de la forma en que se aplica el Pensamiento Sistémico y la Dinámica de Sistemas. Por último, se habló de las herramientas existentes para la simulación por computadora de los modelos de Dinámica de Sistemas y se dice el por qué de la elección de *Powersim* para simular los modelos desarrollados en este trabajo.

4 MODELADO DE LAS DECISIONES DE INVERSIÓN EN UN MERCADO DE ELECTRICIDAD.

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan tres modelos desarrollados en Dinámica de Sistemas para el análisis a largo plazo del mercado eléctrico. Estos modelos están contruidos sobre *Powersim*. En todos los modelos se capturan los factores principales que afectan el desarrollo a largo plazo del sistema eléctrico.

Al usar Dinámica de Sistemas para el modelado del mercado eléctrico se capturan las relaciones principales existentes entre precio, generación y demanda de energía eléctrica, las cuales provocan el comportamiento dinámico del mercado eléctrico, este comportamiento afecta las decisiones de inversión a largo plazo. Además, en los modelos también se incluyen factores como los tiempos de construcción y los tiempos de aprobación de permisos para construcción de nuevas plantas generadoras.

La conexión directa entre generación y demanda es a través del precio de la energía eléctrica. Por lo tanto, el sistema que representa el mercado eléctrico se divide en dos subsistemas; un subsistema que representa el comportamiento de la demanda, al cual se referirá en adelante como el sistema de demanda y un subsistema que representa el

comportamiento de las decisiones de inversión en nueva capacidad de generación, así como el despacho de la capacidad existente de generación, al cual se referirá en adelante como el sistema de generación.

Los modelos son una herramienta para incrementar el entendimiento del comportamiento dinámico que presenta la demanda y la generación en mercados eléctricos en respuesta a las variaciones del precio de la energía eléctrica. Las compañías del sector eléctrico, así como autoridades reguladoras son los usuarios potenciales de estos modelos, tanto para aprendizaje, como para la toma de decisiones bajo diferentes escenarios de planeación.

A continuación se presenta una breve descripción de los modelos desarrollados en este trabajo y se describe la forma en la cual se calcula el precio de la energía eléctrica en cada modelo, ya que este es un factor fundamental para las decisiones de inversión:

- El modelo 1 reproduce los resultados presentados por Audun Botterud [Botterud et al. 2002]. El precio de la energía eléctrica se calcula mediante un algoritmo de programación lineal, cuyo objetivo es maximizar el beneficio socioeconómico (Ecuación 4.1). El cálculo del precio está basado sobre costos marginales y es calculado de forma anual.

$$\begin{aligned} & \text{maximizar } zx \\ & s. a. \\ & Ax \leq b \end{aligned} \tag{4.1}$$

- El modelo 2 es un modelo 1 mejorado, en el que se incluyen descripciones más precisas de las relaciones entre algunas variables, como son; la relación entre recursos de materia prima disponible y los proyectos rechazados o abandonados. El precio de la energía eléctrica es calculado de la misma forma que en el modelo 1.
- El modelo 3 tiene la misma estructura para las decisiones de inversión de los modelos 1 y 2, pero el precio de la energía eléctrica se calcula mediante la Ecuación 4.2 definida en [Vogstad et al. 2002] para el cálculo del precio spot.

$$Precio_t = Precio_{t-1} + Precio_{t-1} * \left(\frac{Demanda_{t-1} - Generacion_{t-1}}{Demanda_{t-1}} \right) * \frac{1}{Ajuste\ de\ tiempo}$$

(4.2)

La descripción de las decisiones de inversión está basada sobre Dinámica de Sistemas, el periodo de análisis que abarcan los modelos es 10 a 50 años. Se considera que las decisiones de inversión en nueva capacidad están basadas solamente en racionalidades económicas y son tomadas al inicio de cada año de la simulación.

4.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS MODELOS

Los modelos simulan el desarrollo del sistema eléctrico en una región para un largo periodo de tiempo (10-50 años). El tiempo de resolución del precio de la energía eléctrica es de un año para el precio calculado mediante un algoritmo de programación lineal y de tres días para el precio calculado mediante la Ecuación 4.2. El tiempo de resolución de las decisiones de inversión en los modelos es de un año, es decir, en los modelos se usa la simplificación de que las decisiones de inversión solamente pueden ser tomadas al inicio de cada año.

Los modelos son, en su forma actual, modelos de análisis a largo plazo, y no se enfocan a problemas de pico de demanda y déficit de capacidad en el corto plazo. En los modelos las pérdidas de transmisión son incluidas en los grupos de demanda. Solo existe un precio de la energía para toda la región de análisis, las diferencias de precio en la región de análisis debido a diferentes causas no son tomadas en cuenta en los modelos.

El cálculo de un precio anual promedio para la energía eléctrica se basa en que éste es el considerado para un estudio de inversión bajo las consideraciones tomadas en estos modelos.

Nuevas inversiones en generación resultan en cambios en el sistema eléctrico, tanto en el sistema de demanda, como en el sistema de generación. El nivel de detalle de las variables de los modelos es superficial, el enfoque principal está sobre las relaciones entre las variables que se consideran más importantes para el desarrollo a largo plazo del sistema eléctrico. Los modelos son una herramienta para generar escenarios de análisis de lo que

podría pasar bajo ciertas condiciones iniciales y de operación (precio, impuestos, capacidad inicial, demanda, entre otras).

4.2.1 Variables y parámetros de los modelos

La Tabla 4.1 muestra las variables y parámetros principales de los modelos, el sistema de generación se divide en G diferentes tipos de tecnologías de generación. La demanda se representa con un grupo D de diferentes tipos de consumidores para los modelos con cálculo de precio de la energía eléctrica mediante un algoritmo de programación lineal y es representada como una parte fija y una parte variable para el modelo con cálculo de precio mediante la Ecuación 4.2.

También se representan las exportaciones e importaciones de energía eléctrica en I diferentes tipos de acuerdo al tipo de tecnología de generación, el intercambio de energía eléctrica esta limitado por la capacidad de transmisión de los enlaces entre las diferentes regiones. La capacidad de estos enlaces se considera constante durante el periodo de análisis.

Tabla 4.1. Variables y parámetros de los modelos.

VARIABLE	NOMBRE	UNIDADES
Variables generales		
$P(t)$	Precio de la energía eléctrica	\$/MWh
T	Tiempo	Años
$DTOT(t)$	Demanda total	TWh/año
Generación	Dividido en “G” tipos de tecnología de generación	
$G_i(t)$	Generación de energía anual	TWh/año
$cap_n_i(t)$	Nueva capacidad	MW
$cap_a_i(t)$	Capacidad aprobada	MW
$p_i(t)$	Precio futuro esperado	\$/MWh
$RR_i(t)$	Recursos restantes	TWh/año
$CGA_i(t)$	Capacidad de generación anual	TWh/año
$CI_i(t)$	Costos de inversión	\$/MWh
$CV_i(t)$	Costos variables	\$/MWh
$CM_i(t)$	Costos marginales	\$/MWh
$COM_i(t)$	Costos de operación y mantenimiento	\$/MWh
$CC_i(t)$	Costo del combustible	\$/MWh
$II_i(t)$	Incentivos de inversión	\$/MW

VARIABLE	NOMBRE	UNIDADES
$IO_i(t)$	Incentivos de operación	\$/MWh
$FC_i(RR)$	Factor de capacidad	h/año
$FR_i(t)$	Factor de rentabilidad	
tir_i	Taza interna de retorno	
trr_i	Taza requerida de retorno	
des_i	Desviación en la tasa requerida de retorno	
Iin_i	Inversión inicial	\$/MW
k_i	Factor de tecnología	
n_i	Vida promedio de la planta	Años
$maxn_i$	Máxima nueva capacidad permitida por año	MW
ta_i	Tiempo de aprobación	Año
tc_i	Tiempo de construcción	Año
tac_i	Taza de aprobación de capacidad	E[0,1]
Demanda	Dividida en “D” grupos de demanda	
$d_i(t)$	Demanda anual	TWh/año
$MD_i(t)$	Precio dispuesto a pagar	\$/MWh
$MDA_i(t)$	Máxima demanda anual	TWh/año
$ffdt(t)$	Fracción flexible de la demanda total	E[0,1]
$imp(t)$	Impuestos a la electricidad al usuario final	\$/MWh
Fcd	Fracción de crecimiento de la demanda	
E_i	Elasticidad de la demanda	
Td	Tiempo de ajuste de la demanda	Años
$Pcorte$	Precio de corte	\$/MWh
Importación y exportación	Dividida en “I” tipos de tecnología de generación	
$impa_k$	Importación anual	TWh/año
$expa_k$	Exportación anual	TWh/año
$PIMP_k$	Precio de importación	\$/MWh
$PEXP_k$	Precio de exportación	\$/MWh
$Capi_k$	Capacidad de intercambio	TWh/año

4.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS MODELOS

Como se mencionó anteriormente, el sistema que representa el mercado eléctrico, se divide en dos subsistemas, el sistema de demanda y el sistema de generación, ambos sistemas están interconectados a través del precio de la energía eléctrica, estos dos sistemas se describen mediante diagramas de lazo causal, en los cuales se muestran las variables principales que causan dinámica en el sistema y se describe el comportamiento dinámico de cada sistema.

4.3.1 Descripción del sistema de demanda de energía eléctrica

La descripción del sistema de demanda está enfocada a mostrar las interconexiones entre las variables que provocan su comportamiento dinámico, una gran parte de la descripción del sistema de demanda está basada en parámetros de entrada exógenos. Aún así se trata de capturar la esencia del comportamiento dinámico de la demanda eléctrica debido a la relación que existe entre precio y demanda, tanto en el corto, como a largo plazo. La Figura 4.1 muestra el diagrama de lazo causal para representar el sistema de demanda de energía eléctrica.

En la Figura 4.1 se muestra un lazo de retroalimentación de balance B, el cual describe el comportamiento de la demanda de energía eléctrica, dicho lazo de balance muestra que cuando la demanda aumenta el precio aumenta y por lo tanto el indicador de demanda disminuye y con esto la demanda disminuye después de un periodo de tiempo, este retraso de tiempo es representado por una línea perpendicular a la unión causal entre el indicador de demanda y la demanda total. El indicador de demanda es la variable que responde a las variaciones del precio de la energía eléctrica respecto a un precio de referencia, ajustando la demanda.

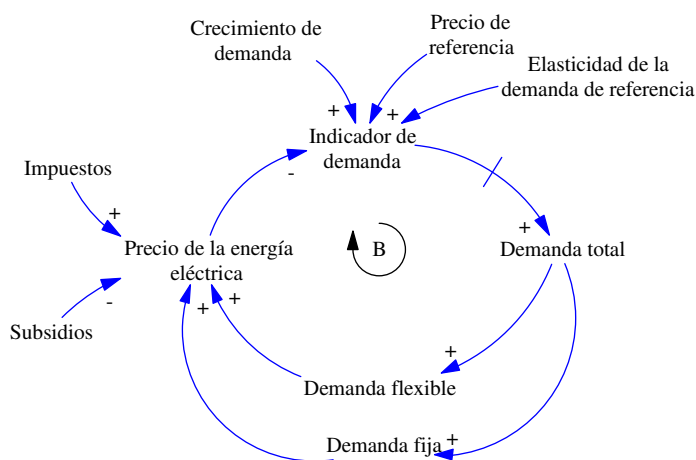


Figura 4.1. Diagrama de lazo causal para el sistema de demanda de energía eléctrica.

En el diagrama de lazo causal que se muestra en la Figura 4.1, se distingue entre demanda fija y demanda flexible; la demanda fija es aquella que no puede cambiar en el corto plazo respecto a las variaciones del precio de la energía eléctrica, en cambio, la

demanda variable puede responder rápidamente a las variaciones en el precio de la energía eléctrica, ya sea ahorrando energía o cambiando a otra fuente de energía como el gas [Botterud et al. 2002].

4.3.2 Descripción del sistema de generación de energía eléctrica

El sistema de generación de energía eléctrica también es descrito de forma que se muestren las interconexiones entre las variables. En vez de describir a detalle las variables del sistema, se pone más énfasis en describir las relaciones entre las variables que forman el sistema de generación de energía eléctrica y así analizar su comportamiento dinámico bajo diferentes criterios de operación, para la toma de decisiones de inversión en nueva capacidad de generación.

El sistema de generación de energía eléctrica se divide en G tipos de tecnologías de generación, como son hidráulica, térmica, eólica, entre otras. Las relaciones principales entre las variables del modelo son esencialmente las mismas para cada tipo de tecnología. El diagrama de lazo causal que describe el sistema de generación de energía eléctrica se muestra en la Figura 4.2.

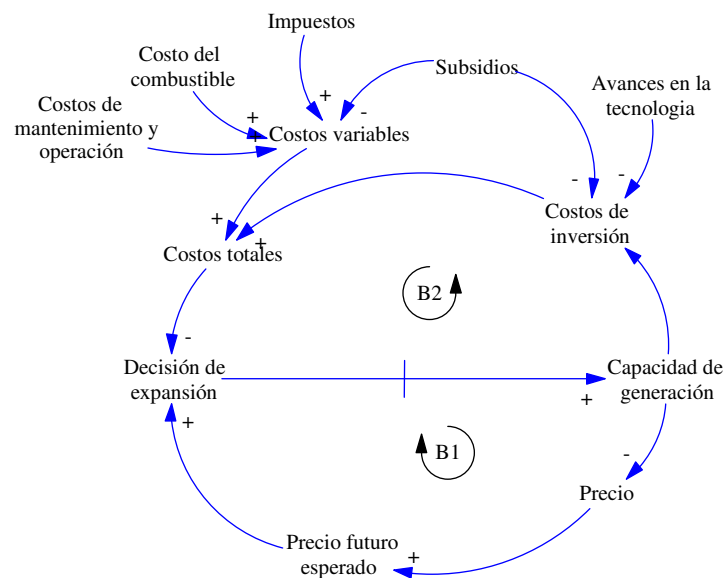


Figura 4.2. Diagrama de lazo causal para el sistema de generación de energía eléctrica.

En el diagrama de lazo causal de la Figura 4.2 se muestran dos lazos de retroalimentación. El lazo B1 formado por la capacidad de generación, el precio, el precio futuro esperado y la decisión de expansión es un lazo de balance, el cual nos dice que si la capacidad de generación aumenta, es probable que el precio disminuya, por lo tanto el precio futuro esperado también disminuye y con esto disminuye la probabilidad de nuevas decisiones de inversión. Por lo tanto, este lazo de balance ayuda a evitar una sobrecapacidad en el mercado eléctrico, ya que limita las decisiones de inversión. El lazo B2 formado por la capacidad de generación, costos de inversión, costos totales y decisión de inversión, es un lazo de balance, si y solo si existe una relación entre la capacidad de generación y los costos de inversión, esto es, para los tipos de tecnologías de generación renovables como son la hidráulica y la eólica, el factor de capacidad de estas plantas de generación depende de los recursos restantes de materia prima y estos recursos restantes dependen de la capacidad de generación instalada de estos tipos de tecnologías, ya que entre más capacidad de generación existe, menos recursos restantes hay. Por lo tanto para estos tipos de tecnologías de generación, B2 es un lazo de balance, ya que cuando la capacidad de generación aumenta, aumentan los costos de inversión y aumentan los costos totales y con esto disminuye la probabilidad de decisiones de inversión. Para otros tipos de tecnologías en los que no hay una conexión directa entre la capacidad de generación y los costos de inversión no existe el lazo de retroalimentación B2, cabe mencionar que haciendo un análisis más profundo se puede encontrar una manera de relacionar la capacidad de generación con los costos de inversión para estos tipos de tecnologías, pero en los modelos realizados en esta tesis se considera que el factor de capacidad para estos tipos de tecnologías es fijo y es definido externamente [Vogstad et al. 2002].

La línea perpendicular a la unión causal entre decisión de expansión y capacidad de generación, representa el retraso de tiempo que existe entre el momento en que se decide invertir en nueva capacidad de generación y el momento en que entra en operación la nueva planta. Este retraso de tiempo esta formado por el tiempo requerido para obtener los permisos correspondientes y el tiempo requerido para construir la planta.

4.3.3 Intercambio de energía eléctrica con otras regiones

La capacidad de intercambio de energía eléctrica está limitada por la capacidad de las líneas de transmisión que interconectan la región de análisis con otras regiones y para los modelos de este trabajo es una variable definida de forma externa, la cual puede cambiar con el tiempo.

Para los modelos 1 y 2, la importación de energía eléctrica se trata como un número I de fuentes de generación adicionales (Ecuación 4.3), las cuales son incluidas en la curva de generación. De igual forma la exportación de energía eléctrica es tratada como un número I adicional de tipos de demanda incluidos a la curva de demanda para representar la demanda fuera de la región de análisis (Ecuación 4.4).

$$importacion\ total = \sum_{k=1}^I impa_k \quad (4.3)$$

$$exportacion\ total = \sum_{k=1}^I expa_k \quad (4.4)$$

Para cumplir con el objetivo de maximizar el beneficio socioeconómico en el cálculo del precio de la energía eléctrica, se debe cumplir que el precio más bajo de importación de energía eléctrica es mayor que el precio más alto de exportación de energía eléctrica.

En el modelo 3, el intercambio de energía eléctrica es definido como importación o exportación dependiendo de la relación del precio de intercambio con el precio spot, con dicha relación se encuentra un *factor de intercambio* (Figura 4.3), el cual nos dice si se exporta o importa energía eléctrica [Vogstad et al, 2003].

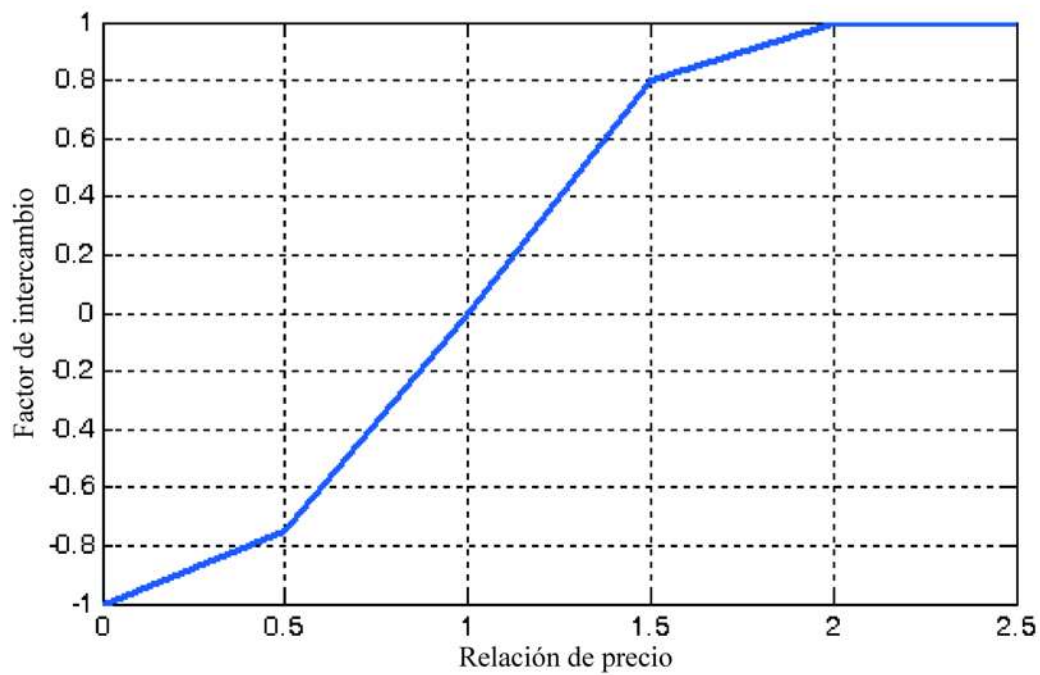


Figura 4.3. Utilización de capacidad de intercambio [Vogstad et al. 2003], modelo 3.

La Figura 4.4 muestra la representación en *Powersim* del intercambio de energía eléctrica para el modelo 3.

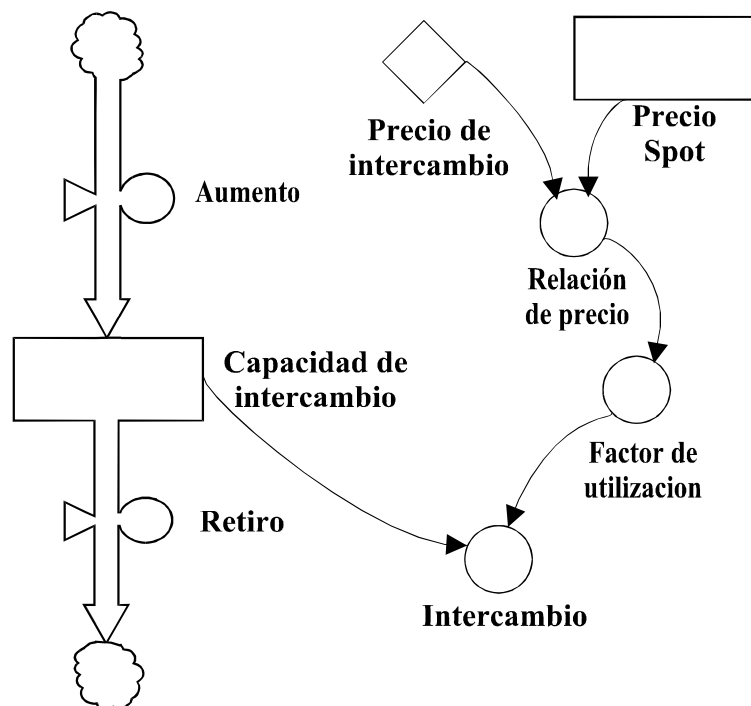


Figura 4.4. Representación del intercambio de energía eléctrica en *Powersim*, modelo 3.

El precio de intercambio es igual al costo marginal del tipo de generación mas barata, con esto se logra que solo se importe energía eléctrica cuando esta es mucho más barata que si se generara en la región de análisis.

4.4 DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS POR COMPONENTES

Hasta ahora, el sistema que modela al mercado eléctrico se ha dividido en dos subsistemas: el sistema de demanda y el sistema de generación. En esta sección se presenta una descripción mas detallada de los modelos, se presentan las ecuaciones principales, las relaciones principales entre las variables, así como su representación en *Powersim*.

Los modelos se dividen en 6 componentes, los cuales son: demanda, precio, despacho de unidades, decisión de inversión, recursos disponibles y adquisición de capacidad. La representación de algunos componentes es común para los tres modelos, las diferencias principales entre los modelos radican en la forma de representar la demanda, la forma de calcular el precio y la forma de despachar las unidades de generación.

En la Tabla 4.2 se muestra una breve descripción de los 6 componentes en los que se dividen los modelos desarrollados en este trabajo.

Tabla 4.2. Descripción de los modelos por componentes.

COMPONENTE	MODELO 1	MODELO 2	MODELO 3
RECURSOS DISPONIBLES	No cuenta con reingreso de recursos no utilizados	Reingreso de recursos no utilizados.	Reingreso de recursos no utilizados.
DECISIÓN DE INVERSIÓN	Basada en argumentos económicos (VPN).	Basada en argumentos económicos (VPN).	Basada en argumentos económicos (VPN).
ADQUISICIÓN DE CAPACIDAD	Manejada por etapas, considera tiempos de aprobación y construcción.	Manejada por etapas, considera tiempos de aprobación y construcción.	Manejada por etapas, considera tiempos de aprobación y construcción.
DESPACHO DE UNIDADES	Mediante un algoritmo de optimización lineal.	Mediante un algoritmo de optimización lineal.	Mediante el factor de capacidad.
DEMANDA	Utiliza el modelo Stermán.	Utiliza el modelo Stermán.	Utiliza el modelo Stermán para la demanda fija y la función Cobb Douglas para la demanda variable.
PRECIO	Mediante un algoritmo de programación lineal.	Mediante un algoritmo de programación lineal.	Precio calculado con la Ecuación 4.2 y un precio promedio anual.

La Figura 4.5 muestra la estructura del modelo 1 dividido por componentes, los componentes dentro del rectángulo implican que son aplicados para los G tipos de tecnologías de generación en los cuales se divide el modelo, estos componentes son: recursos disponibles, decisión de inversión, adquisición de capacidad y despacho de unidades. Las relaciones entre estos componentes son esencialmente las mismas para cada tipo de tecnología, la diferencia radica en que cada tipo de tecnología tiene sus propios parámetros, por ejemplo, en lo que se refiere al componente de adquisición de capacidad, los tiempos de entrada en operación varían dependiendo del tipo de tecnología, y van desde un año para la tecnología eólica, hasta cuatro años para la tecnología hidráulica.

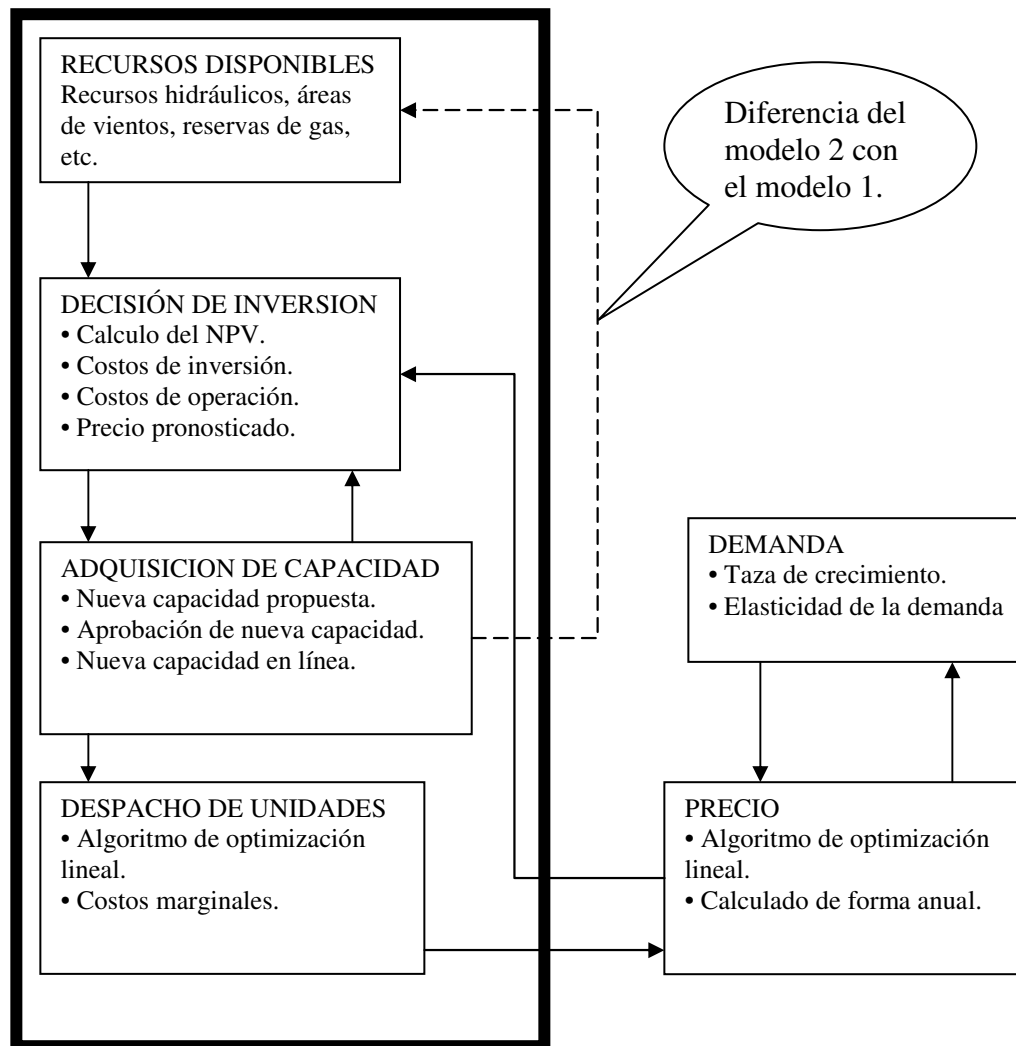


Figura 4.5. Estructura del modelo 1 y 2 divididos en componentes.

El componente de recursos disponibles de la Figura 4.5 describe el comportamiento de los recursos de materia prima disponibles para la implementación de nuevas plantas de generación, el componente de decisión de inversión describe la forma en que se toman las decisiones de inversión en nueva capacidad, el componente de adquisición de capacidad describe el proceso que se sigue desde la decisión de inversión, hasta la entrada en operación de nueva capacidad de generación, el componente de despacho de unidades se refiere a la forma en la cual se programa la generación de potencia para abastecer la demanda, el componente de demanda muestra la forma en como se representa el comportamiento de la demanda respecto al precio, y por último el componente de precio describe la forma de calcular el precio respecto a la demanda y a la capacidad de generación.

Para el modelo 2, la Figura 4.5 muestra su estructura dividida en componentes, la diferencia principal respecto el modelo 1, es que en el modelo 2 existe una unión directa entre los componentes de adquisición de capacidad y recursos disponibles, el efecto de esta unión se explica mas adelante.

La Figura 4.6 muestra la estructura del modelo 3 dividido en componentes, las diferencias del modelo 3 respecto al modelo 1 son la unión causal entre los componentes de adquisición de capacidad y recursos disponibles, y la unión causal entre los componentes de precio y despacho de unidades.

La unión causal entre los componentes de adquisición de capacidad y recursos disponibles, indica que existe una relación directa entre los recursos de materia prima disponibles y la cantidad de propuestas y proyectos abandonados de nueva capacidad de generación.

La unión causal entre los componentes de precio y despacho de unidades, indica que el despacho de unidades depende del precio de la energía eléctrica, esta dinámica se describe dentro del modelo creado en *Powersim*.

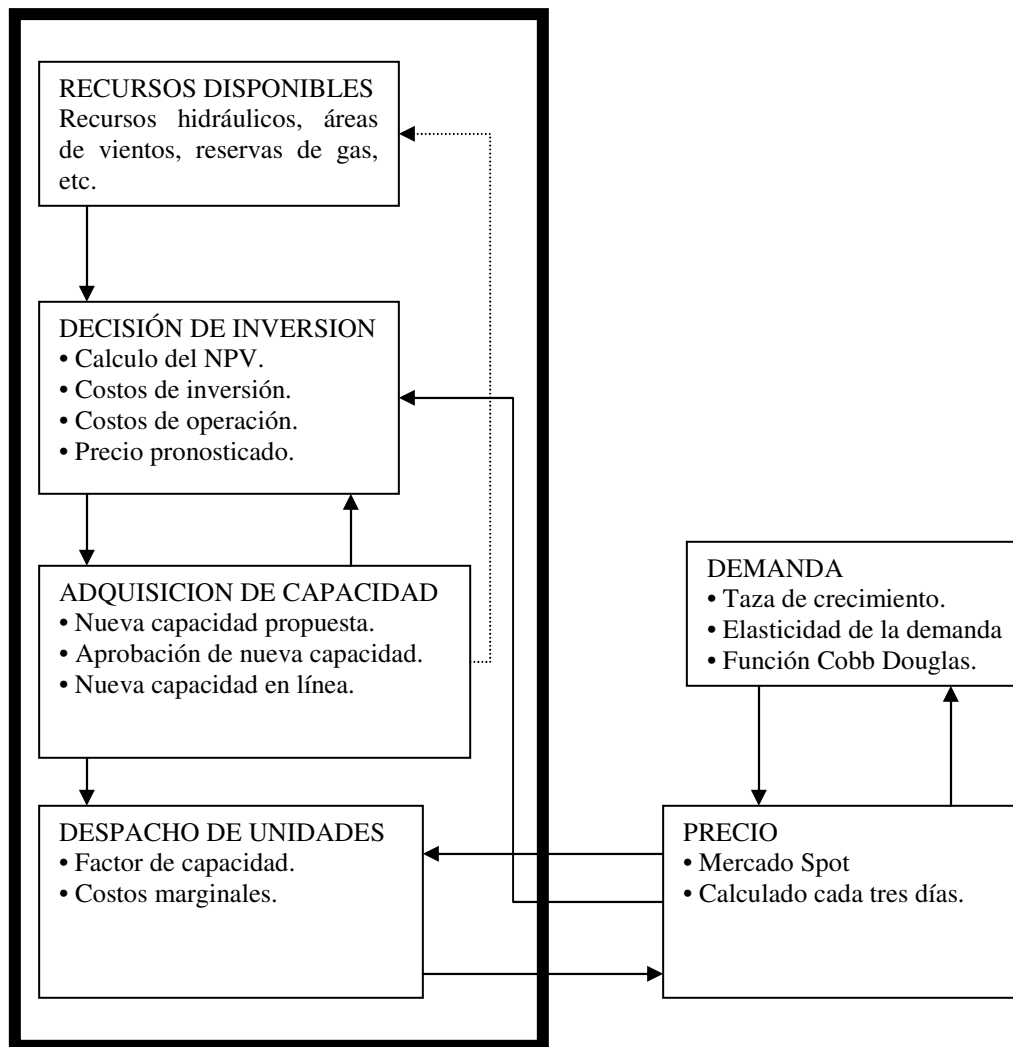


Figura 4.6. Estructura del modelo 3 dividido en componentes.

4.4.1 Recursos disponibles

Para el modelo 1, se asume que existe límite en los recursos disponibles de materia prima, estos límites son definidos de forma externa al modelo de simulación. La representación de los recursos disponibles de materia prima es de forma sencilla como se muestra en la Figura 4.7.

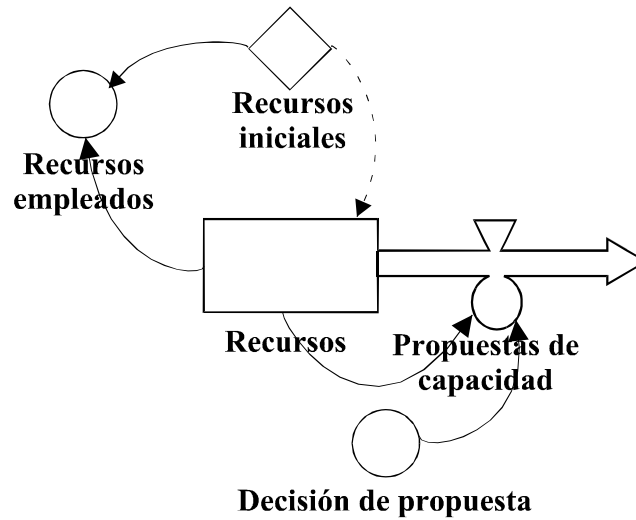


Figura 4.7. Representación de recursos disponibles de materia prima en *Powersim*, modelo 1.

El comportamiento dinámico que presenta el componente de recursos disponibles de materia prima es el siguiente: los recursos disponibles son reducidos al momento de proponer un proyecto de nueva capacidad de generación como se muestra en la Figura 4.8.

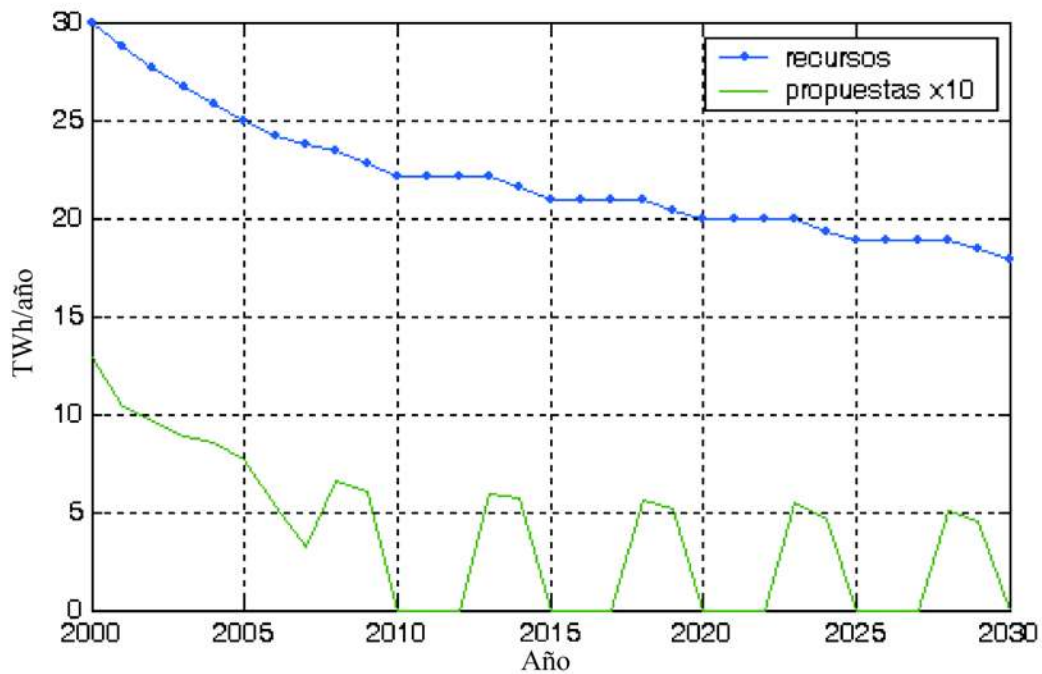


Figura 4.8. Comportamiento de los recursos disponibles de materia prima obtenidos de la simulación del mercado eléctrico Noruego, modelo 1.

En el modelo 1, no existe el reingreso de recursos de materia prima debido al rechazo de propuestas o al abandono de proyectos de nueva capacidad de generación. La representación de recursos disponibles de materia prima es mediante un *stock and flow* el cual tiene la siguiente estructura matemática:

$$Recursos = Recursos_0 - \int (Propuestas\ de\ capacidad) * dt \quad (4.5)$$

Donde

$$Recursos_0 = Recursos\ iniciales \quad (4.6)$$

En los modelos 2 y 3, al igual que en el modelo 1 se asume que existe límite de recursos disponibles de materia prima. Pero a diferencia del modelo 1, en los modelos 2 y 3 existen *flows* que entran al *stock* de recursos, estos flujos representan el reingreso de recursos de materia prima debido al rechazo de propuestas y proyectos abandonados. La representación de los recursos disponibles es como se muestra en la Figura 4.9.

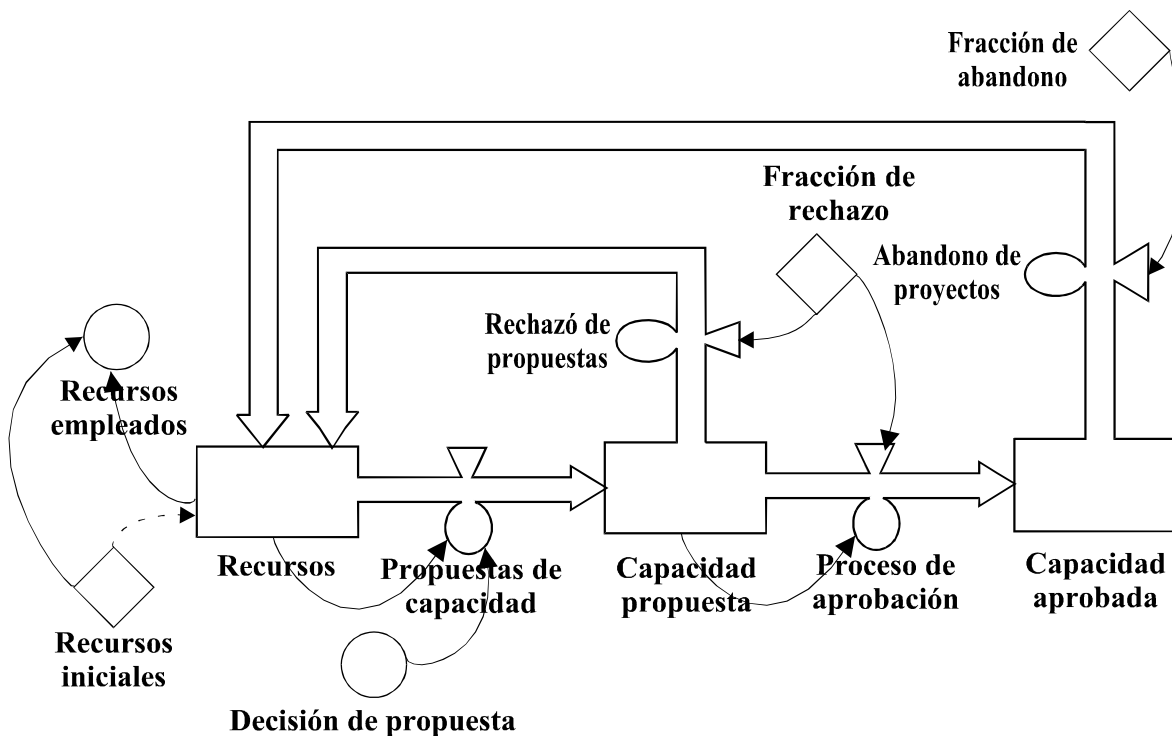


Figura 4.9. Representación de recursos disponibles de materia prima en Powersim, modelos 2 y 3.

La fracción de rechazo representa el porcentaje de propuestas en proyectos de nueva capacidad de generación que son rechazados. De igual forma, la fracción de abandono representa el porcentaje de proyectos que son abandonados durante su construcción.

El reingreso de recursos de materia prima hace más exacto el modelo, ya que cuando se rechaza una propuesta, los recursos siguen estando disponibles para otro proyecto y cuando se abandona un proyecto, los recursos pueden ser nuevamente aprovechados. En la Figura 4.10 se muestra el comportamiento de los recursos disponibles de materia prima para el modelo 2. Se observa que existen intervalos durante la simulación, en donde los recursos disponibles se incrementan debido el reingreso de recursos.

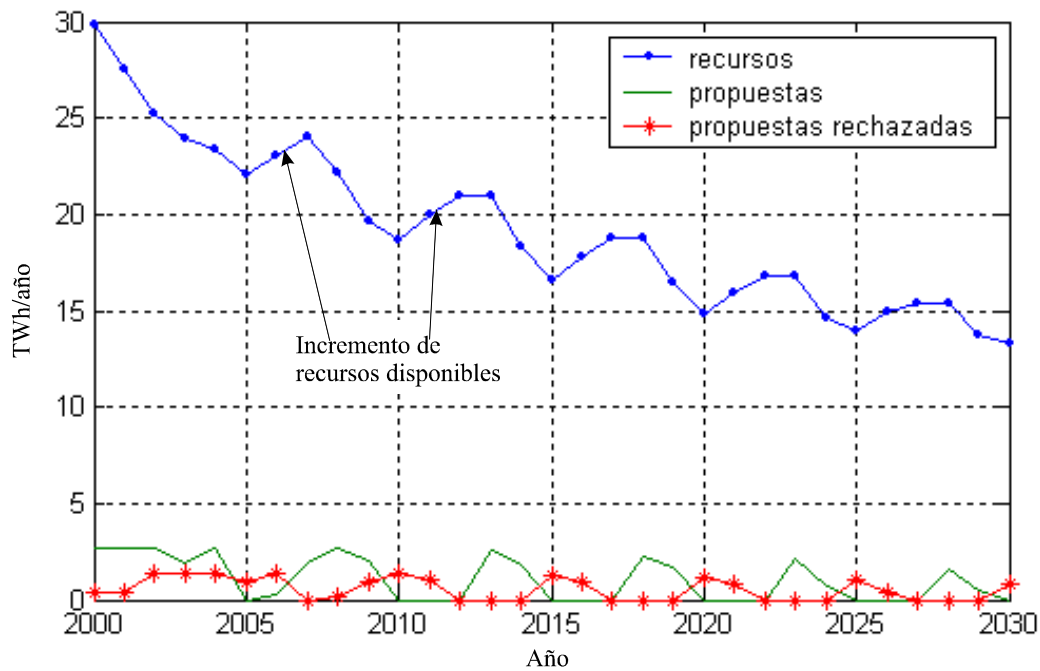


Figura 4.10. Comportamiento de los recursos disponibles de materia prima obtenidos de la simulación del mercado eléctrico Noruego, modelo 2.

La representación de recursos disponibles de materia prima para los modelos 2 y 3 es mediante *stocks and flows*, los cuales tienen la siguiente estructura matemática:

$$Recursos = Recursos_0 + \int (Rechazo\ de\ cap + Abandono\ de\ cap - Propuestas\ de\ cap) * dt \quad (4.7)$$

donde

$$Recursos_0 = Recursos\ iniciales \quad (4.8)$$

La Ecuación 4.7 muestra que los recursos disponibles son reducidos al momento de proponer un proyecto para nueva capacidad de generación, y que el rechazo de propuestas de proyectos de nueva capacidad y el abandono de proyectos de nueva capacidad, se reingresan al *stock* de recursos.

4.4.2 Decisión de inversión

Los principales factores que determinan la decisión de inversión son los costos de inversión $CI_i(t)$, los costos variables $CV_i(t)$ y el precio de la energía eléctrica $P(t)$.

Los costos de inversión por unidad de energía $CI_i(t)$ dependen de la inversión inicial, del factor de tecnología, de la vida promedio de la planta, de los incentivos de inversión y del factor de capacidad, como se muestra en la Ecuación 4.9.

$$CI_i(t) = \frac{Iin_i * e^{k_i(t-t_0)} - II_i(t)}{n_i * FC_i(RR_i)} \quad (4.9)$$

Los costos variables $CV_i(t)$ son la suma del costo del combustible, de los costos de operación y de los incentivos de operación, como se muestra en la Ecuación 4.10. Todos estos elementos son variables de entrada en el modelo, y pueden cambiar en función del tiempo si es necesario.

$$CV_i(t) = CC_i(t) + COM_i(t) - IO_i(t) \quad (4.10)$$

De los factores anteriores se puede obtener la tasa interna de retorno [Blank y Tarquin 1999] al igualar el valor presente neto del proyecto a cero y por búsqueda de prueba y error encontrar el valor de la tasa interna de retorno tir_i que satisfaga la Ecuación 4.11.

$$VPN = -n_i * FC_i * CI_i(t) + FC_i \sum_{l=1}^{n_i} \frac{p_i(t) - CV_i(t)}{(1 + tir_i)^l} = 0 \quad (4.11)$$

Donde el precio futuro esperado $p_i(t)$ es calculado con la función *FORECAST* de *Powersim*:

$$p_i(t) = FORECAST(P(t), 4, 2) \quad (4.12)$$

El precio futuro esperado $p_i(t)$, los costos de inversión $CI_i(t)$ y los costos variables $CV_i(t)$ son tratados como constantes en la Ecuación 4.11 para cada año de resolución en la simulación.

Para evitar usar el método de prueba y error para encontrar el valor de la tasa interna de retorno que satisfaga la Ecuación 4.11, se obtiene el factor de rentabilidad interno (derivado de la tasa interna de retorno). El cual se define en la Ecuación 4.13 y se usa como un indicador de la rentabilidad de los proyectos de inversión y nos evitamos del cálculo de la tasa interna de retorno.

El factor de rentabilidad puede ser expresado tanto en términos del precio futuro esperado y de los costos totales, así como en términos de la tasa interna de retorno y la vida promedio esperada del proyecto.

$$FR_i(t) = \frac{p_i(t) - CV_i(t)}{CI_i(t)} = \frac{n_i}{\sum_{l=1}^{n_i} (1 + tir)^{-l}} \quad (4.13)$$

El factor de rentabilidad interno se compara con el factor de rentabilidad requerido para inversión (derivado de la tasa requerida) y de esta comparación se toma la decisión de invertir o no invertir en nueva capacidad de generación.

En el modelo se asume que las decisiones de inversión en nueva capacidad de generación están basadas solo en racionalidades económicas, es decir, los inversionistas toman la decisión de inversión si la tasa interna de retorno tir_i es mayor o igual que la tasa requerida para inversión.

La representación de la decisión de inversión en Dinámica de Sistemas y desarrollada en *Powersim* se muestra en la Figura 4.11.

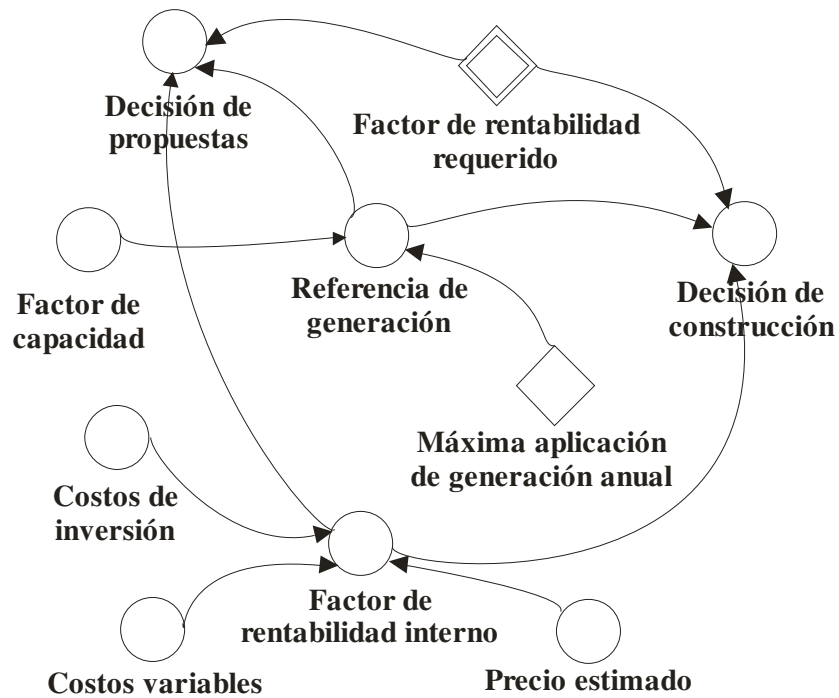


Figura 4.11. Representación de la decisión de inversión en *Powersim* para los tres modelos.

La Figura 4.12 muestra como las decisiones de inversión son modeladas como una función lineal del factor de rentabilidad interno.

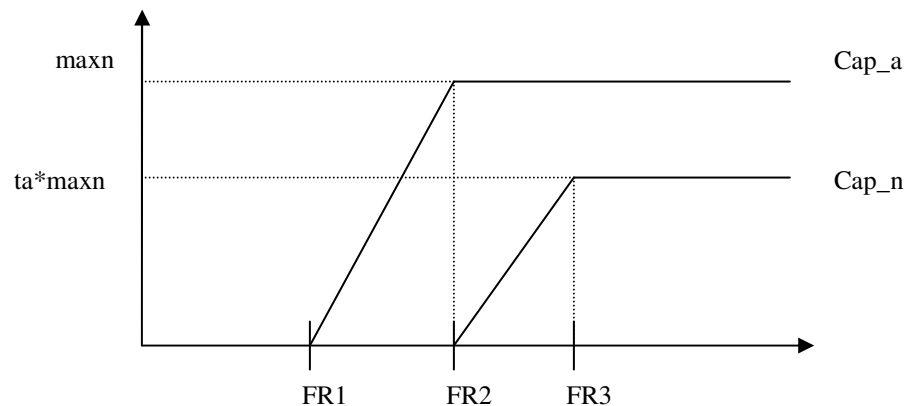


Figura 4.12. Ilustración de la tasa de propuestas y de construcción de nueva capacidad como una función del factor de rentabilidad interno.

Se asume que un factor de rentabilidad interno alto, corresponde a una tasa interna de retorno alta, resultando en decisiones de propuestas para la obtención de permisos para

nueva capacidad de generación, todo esto sin exceder un máximo de nueva capacidad permitida anual $maxn$. Las decisiones de construcción de nueva capacidad de generación, también son modeladas como una función lineal del factor de rentabilidad interno pero con una pendiente menor y con máximo menor al de las propuestas para permisos para nueva capacidad de generación $ta*maxn$, en donde ta es menor que uno.

Además se asume que los inversionistas requieren de un factor de rentabilidad mayor para iniciar una construcción $FR2$, que para solicitar un permiso de construcción $FR1$ y $FR3$ representa el factor de rentabilidad al cual se llega al valor máximo de nueva capacidad permitida anual, como se muestra en la Figura 4.12. El factor de rentabilidad requerido para inversión puede variar de acuerdo el tipo de tecnología de generación.

4.4.3 Adquisición de capacidad

Un proyecto de inversión en una nueva planta tiene varias etapas y cada etapa tiene un tiempo para su desarrollo. Estas etapas se representan por *stocks* en el modelo de Dinámica de Sistemas, la Figura 4.13 muestra estas etapas.

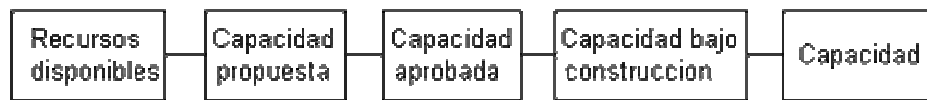


Figura 4.13. Etapas de un proyecto de inversión en nueva capacidad.

Los principales retrasos de tiempo que se presentan en el desarrollo de un proyecto son el tiempo requerido para obtener los permisos correspondientes y el tiempo requerido para la construcción. Estos retrasos influyen directamente en el comportamiento dinámico de las decisiones de inversión. La Figura 4.14 muestra la representación del proceso de adquisición de capacidad para el modelo 1, mediante *stocks and flows* en Dinámica de Sistemas y simulado en *Powersim*.

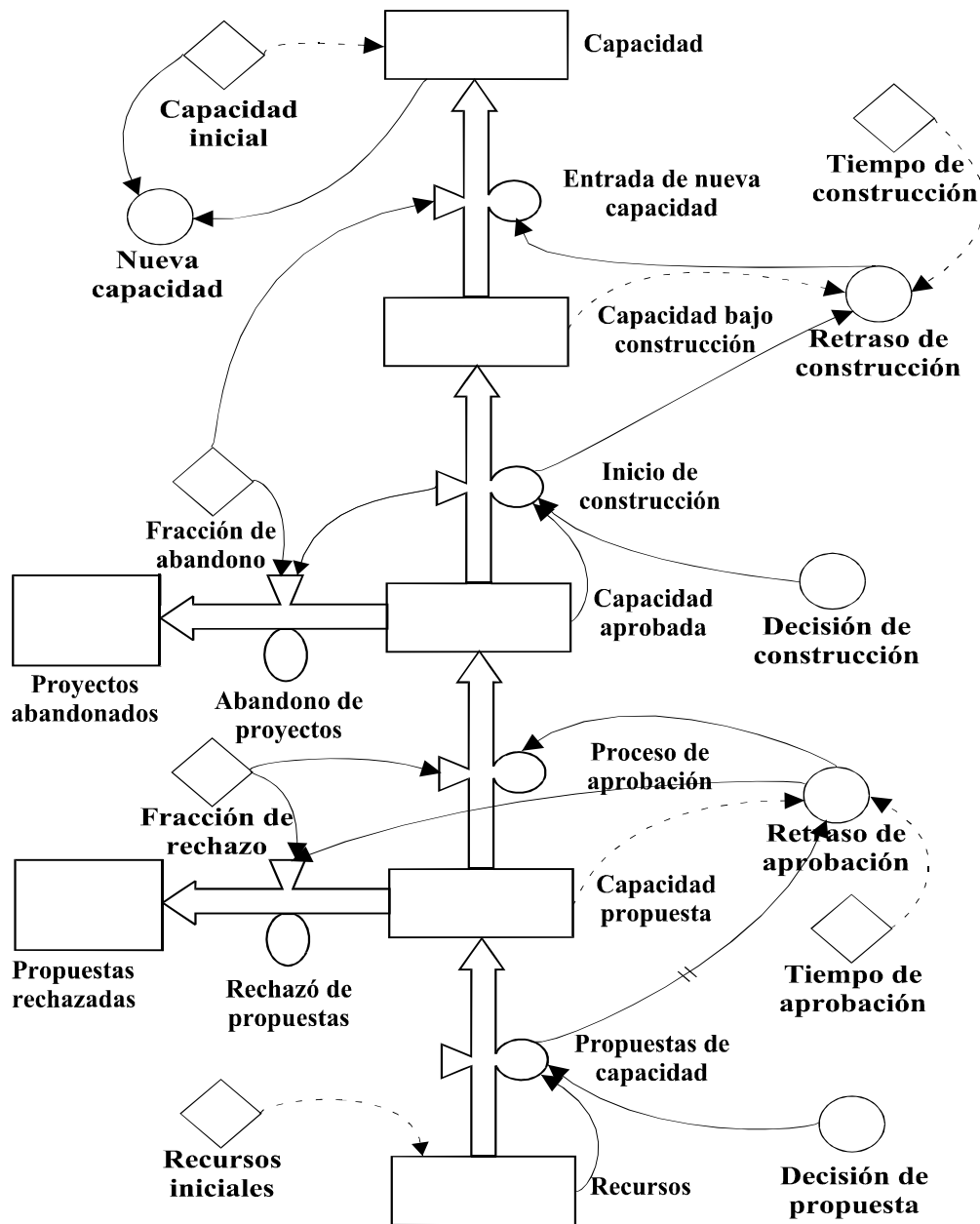


Figura 4.14. *Stocks and flows* del proceso de adquisición de capacidad en Powersim, modelo 1.

En la Figura 4.14 se muestra el proceso que sigue la adquisición de nueva capacidad, el proceso empieza desde el *stock* de recursos y finaliza en el *stock* de capacidad, pasando a través de diferentes *stocks* como son: capacidad propuesta, capacidad aprobada y capacidad bajo construcción. En la Figura 4.14 se muestra la representación de los dos retrasos de tiempo fundamentales en el proceso de adquisición de capacidad, estos retrasos pueden ser diferentes para cada tipo de tecnología de generación. Por ejemplo, el proceso para

adquisición de generación tipo hidráulica puede tomar varios años, por el otro lado el proceso para adquisición de generación tipo eólica tarda entre medio año y un año. Esta diferencia de tiempos se debe a que no se tarda lo mismo en construir una planta hidráulica que en construir una planta eólica.

En este modelo no se incluye el retiro de capacidad y tampoco se considera la reinversión en plantas existentes. En el modelo 1 no existe el reingreso de las propuestas rechazadas o de los proyectos abandonados al *stock* de recursos.

La descripción del componente de adquisición de nueva capacidad para los modelos 2 y 3 es la misma del modelo 1, excepto que la cantidad de recursos de materia prima de las propuestas rechazadas son reingresados al *stock* de recursos, de igual forma, la cantidad de recursos de los proyectos abandonados son reingresados al *stock* de recursos como se muestra en la Figura 4.15. En estos modelos no se incluye el retiro de capacidad y tampoco se considera la reinversión en plantas existentes.

En los modelos 2 y 3 se considera que el reingreso de los recursos de materia prima de propuestas rechazadas y proyectos abandonados es sin ningún retraso de tiempo, es decir, en cuanto una propuesta es rechazada, estos recursos contemplados en esta propuesta reingresan inmediatamente el *stock* de recursos. De igual forma, los recursos abarcados por un proyecto aprobado, reingresan inmediatamente al *stock* de recursos cuando dicho proyecto es abandonado.

Este reingreso de recursos de materia prima no utilizados al *stock* de recursos en los modelos 2 y 3 es una descripción más apropiada de lo que ocurre en el mundo real, puesto que cuando un proyecto es abandonado o rechazado, los recursos que tentativamente iban a ser utilizados por estos proyectos, están disponibles para cualquier otro proyecto de nueva capacidad de generación.

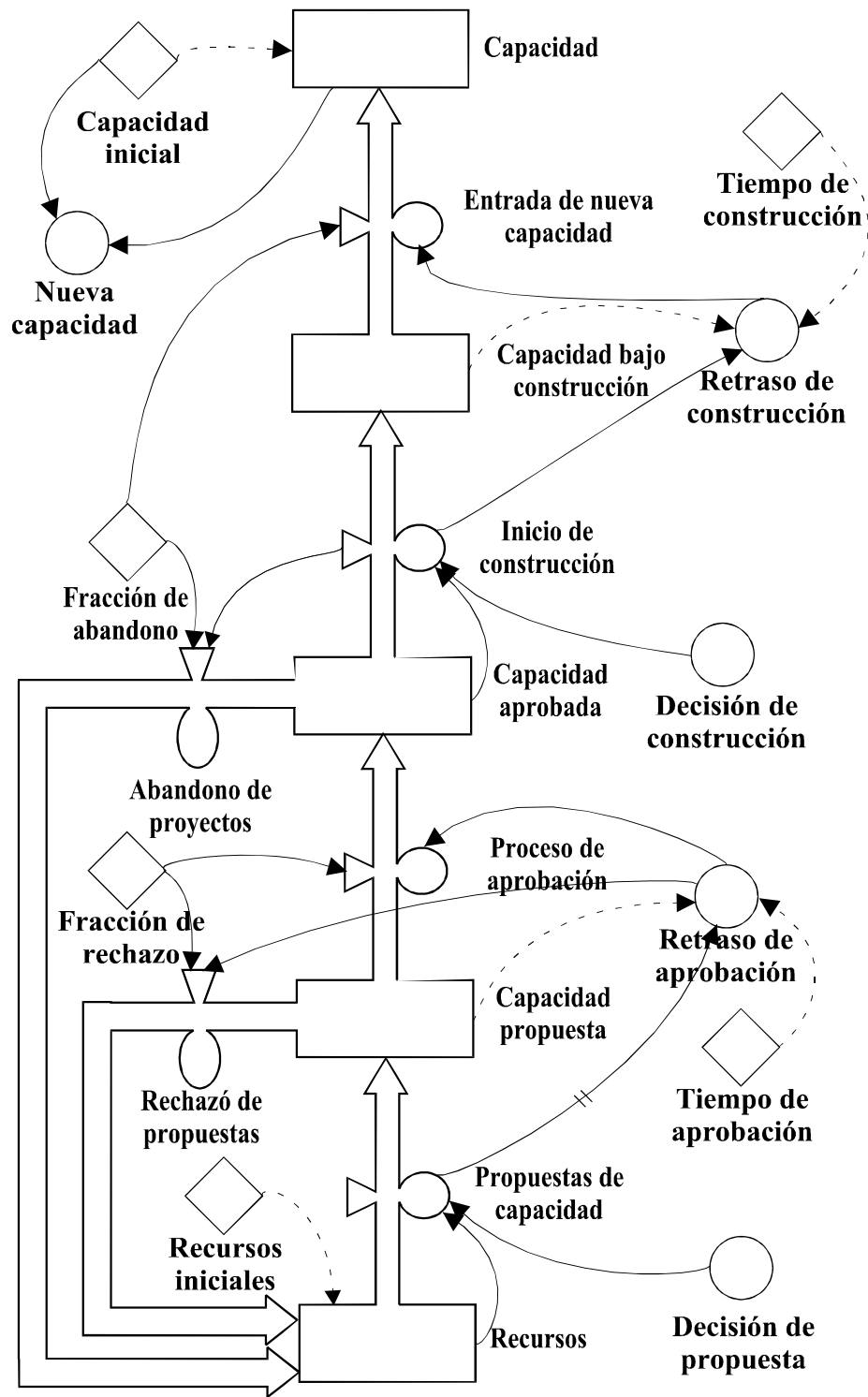


Figura 4.15. *Stocks and flows* del proceso de adquisición de capacidad en Powersim, modelos 2 y 3.

4.4.4 Despacho de unidades

Para los modelos 1 y 2, la generación de potencia anual por tipo de tecnología g_i , el consumo de energía por tipo de demanda d_j , el intercambio de energía ($impa_k$ o $expa_k$) y el precio de la energía eléctrica $P(t)$, se encuentran directamente al resolver las Ecuaciones 4.14 a 4.19, estas ecuaciones representan el modelo de despacho de demanda mediante un algoritmo de programación lineal cuyo objetivo es maximizar el beneficio socioeconómico. Las cuales son resueltas en *winQSB* (software desarrollado para la solución de problemas de optimización). La solución de estas ecuaciones se calcula de forma externa al modelo de Dinámica de Sistemas, dicha solución se realiza para cada año de simulación del modelo del mercado eléctrico.

max

$$\sum_{j=1}^D d_j * MD_j - \sum_{i=1}^G g_i * CM_i + \sum_{k=1}^I (impa_k * PIMP_k - expa_k * PEXP_k) \quad (4.14)$$

sujeto a:

$$\sum_{j=1}^D d_j - \sum_{i=1}^G g_i + \sum_{k=1}^I (impa_k - expa_k) = 0 \quad (4.15)$$

$$g_i \leq CGA_i, \quad i = 1..G \quad (4.16)$$

$$d_j \leq MDA_j, \quad j = 1..D \quad (4.17)$$

$$impa_k, expa_k \leq capi_k, \quad k = 1..I \quad (4.18)$$

$$g_i, d_j, impa_k, expa_k \geq 0 \quad \forall (i, j, k) \quad (4.19)$$

La Ecuación 4.14 representa la función a maximizar, las Ecuaciones 4.15 a 4.19 son restricciones del modelo de programación lineal, la Ecuación 4.15 dice que toda la generación de energía eléctrica debe ser consumida, la Ecuación 4.16 restringe la generación a que sea menor o igual a la capacidad de generación anual, la Ecuación 4.17 restringe el consumo de energía a que sea menor o igual a la máxima demanda anual, la Ecuación 4.18 dice que el intercambio de potencia eléctrica no debe rebasar el límite de la

capacidad de las líneas de interconexión con otras regiones. Por último, la Ecuación 4.19 dice que no deben existir valores negativos en los resultados.

Para mostrar de forma clara la forma en que se utilizan las Ecuaciones 4.14 a 4.19, se tiene el siguiente ejemplo de despacho de unidades para abastecer una demanda de energía eléctrica.

Ejemplo 4.1: se tienen tres generadores G1, G2, G3, se desea suministrar energía eléctrica a una demanda dividida en dos sectores D1 y D2, cada sector de demanda tiene un máximo precio dispuesto a pagar por la energía eléctrica. Encontrar el despacho óptimo y el precio de la energía eléctrica de forma que se maximice el beneficio socioeconómico en el sistema. Los datos de los generadores y de la demanda se muestran en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3 Datos del ejemplo 4.1.

	G1	G2	G3	D1	D2
CAPACIDAD MWh	50	100	100		
COSTO \$/MWh	100	150	200		
DEMANDA MWh				100	75
PRECIO DISPUESTO A PAGAR \$/MWh				300	175

Solución: usando las Ecuaciones 4.14 a 4.19, el problema se formula como sigue:

max

$$d_1 300 + d_2 175 - g_1 100 - g_2 150 - g_3 200$$

sujeto a:

$$d_1 + d_2 - g_1 - g_2 - g_3 = 0$$

$$g_1 \leq 50$$

$$g_2 \leq 100$$

$$g_3 \leq 100$$

$$d_1 \leq 100$$

$$d_2 \leq 75$$

$$g_1, g_2, g_3, d_1, d_2 \geq 0$$

La solución al problema resuelto en *winQSB* arroja los siguientes resultados: $g_1 = 50, g_2 = 100, g_3 = 0, d_1 = 100, d_2 = 50$ y $p = 175$. Es decir, el generador G1 genera 50 MWh, el generador G2 genera 100 MWh y el generador G3 no genera. Con esta generación se suministra el total de la demanda D1 y 50 MWh de la demanda D1, quedando 25 MWh sin suministrar. El precio calculado de la energía eléctrica es de 175 \$/MWh.

El problema 4.1 se puede resolver de forma grafica como se muestra en la Figura 4.16.

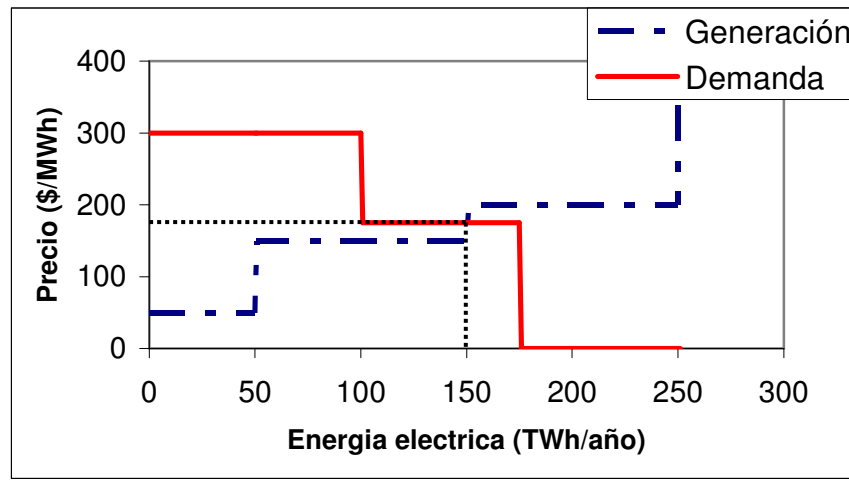


Figura 4.16. Solución grafica del ejemplo 4.1.

En la Figura 4.16 se observa que el punto de intersección entre las curvas de demanda y de generación nos dice que se generan 150 MWh y el precio de la energía es de 175 \$/MWh, se observa que no se abastece una demanda de 25 MWh.

El despacho de unidades en el modelo 3 es de acuerdo a sus costos marginales, es decir, cuando el precio de la energía rebasa los costos marginales de una planta, ésta entra en operación. Por simplicidad en el modelo 3 se considera que la generación hidráulica y eólica son constantes, por el otro lado la generación termal depende de sus costos marginales. De acuerdo a los costos marginales, las compañías deciden cuando y cuanto de su capacidad entran en operación, esta fracción de capacidad en operación es llamada factor de capacidad.

El diagrama de lazo causal que describe el comportamiento dinámico de este despacho se muestra en la Figura 4.17.

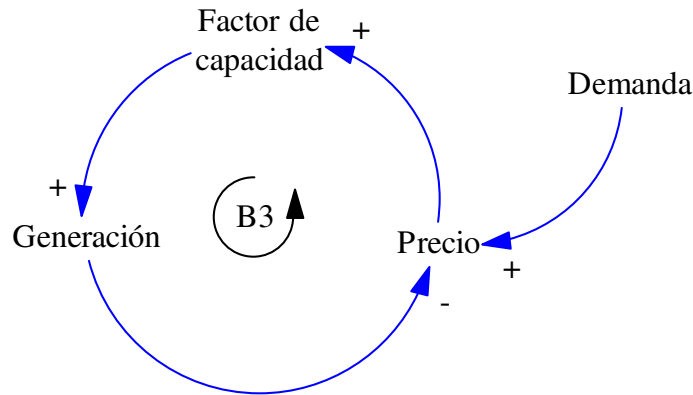


Figura 4.17. Diagrama de lazo causal para el despacho de unidades del modelo 3.

En la figura 4.17 se muestra un lazo de balance B3, este lazo muestra que cuando el precio aumenta, aumenta el factor de capacidad FC , con esto aumenta la generación de energía eléctrica y este aumento en la generación resulta en la disminución del precio de la energía eléctrica.

La Figura 4.18 muestra la representación del despacho de unidades en Dinámica de Sistemas y simulado en *Powersim* para el modelo 3.

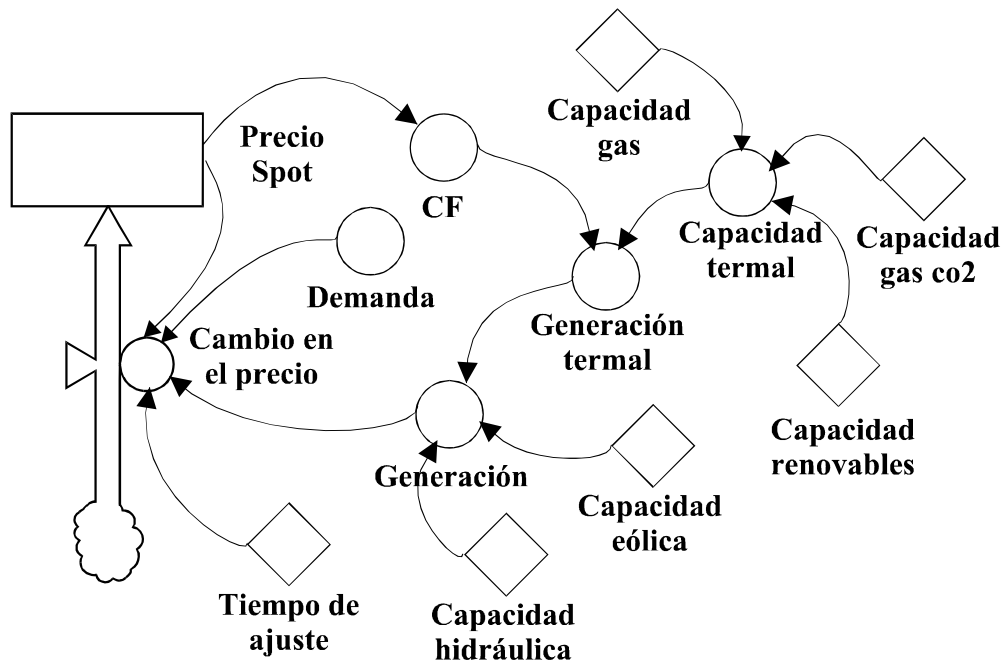


Figura 4.18. Representación del despacho de unidades en *Powersim*, modelo 3.

En la Figura 4.19 se muestra el comportamiento del factor de capacidad de la generación tipo termal en la simulación del mercado eléctrico Noruego, durante un periodo de análisis de 30 años.

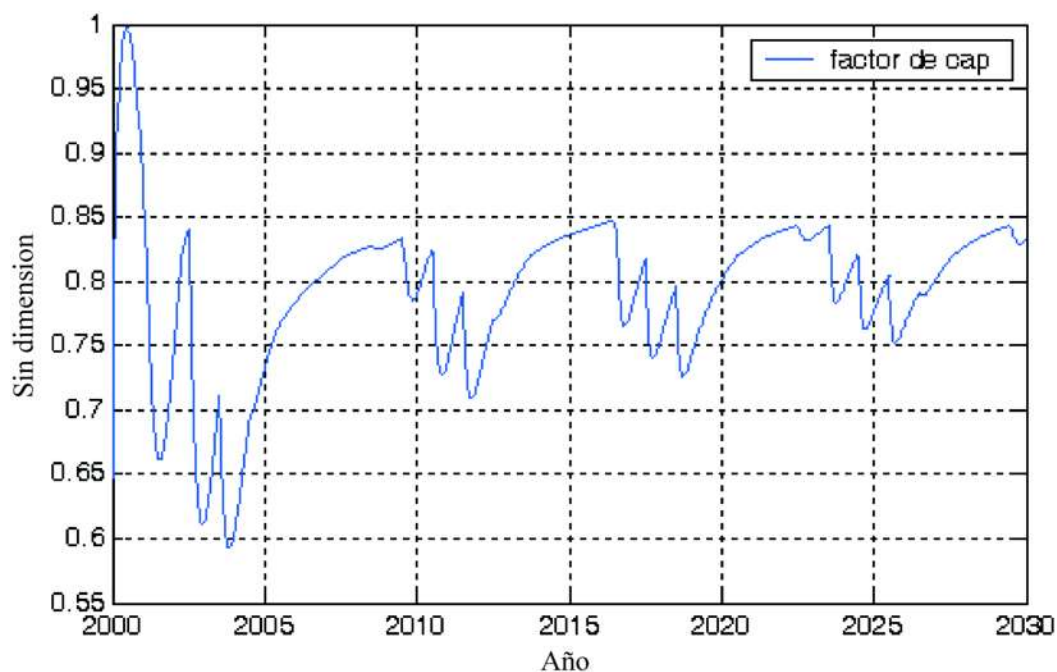


Figura 4.19. Comportamiento del factor de capacidad obtenido de la simulación del mercado eléctrico Noruego, modelo 3.

4.4.5 Demanda

La demanda de cualquier producto puede ser modelada a diferentes niveles de detalle. Para los propósitos de los modelos de este trabajo, es suficiente con un modelado simple de la demanda eléctrica, en el cual, la característica dinámica del modelado de la demanda es simple: la demanda baja cuando el precio sube, y en forma inversa, la demanda sube cuando el precio baja. A esta razón de cambio se le llama elasticidad. En ambos casos con un retraso de tiempo en la respuesta de la demanda a las variaciones del precio.

El retraso de tiempo que se presenta en el comportamiento dinámico de la demanda, captura el tiempo requerido por los consumidores para formar sus expectativas del precio y el tiempo requerido para buscar alternativas de ahorro, tales como encontrar otras fuentes energía, otros proveedores, etc.

La descripción del comportamiento de la demanda eléctrica en los modelos 1 y 2, esta enfocada a describir las principales interconexiones entre las variables más importantes del sistema de demanda, y una gran parte de la descripción del modelo está basada en parámetros de entrada exógenos, aún así se captura la esencia del comportamiento dinámico de la demanda eléctrica debido a la relación que existe entre precio y demanda, tanto en el corto plazo, como a largo plazo.

La Figura 4.20 muestra la representación de la demanda en el modelo de Dinámica de Sistemas construido en *Powersim*.

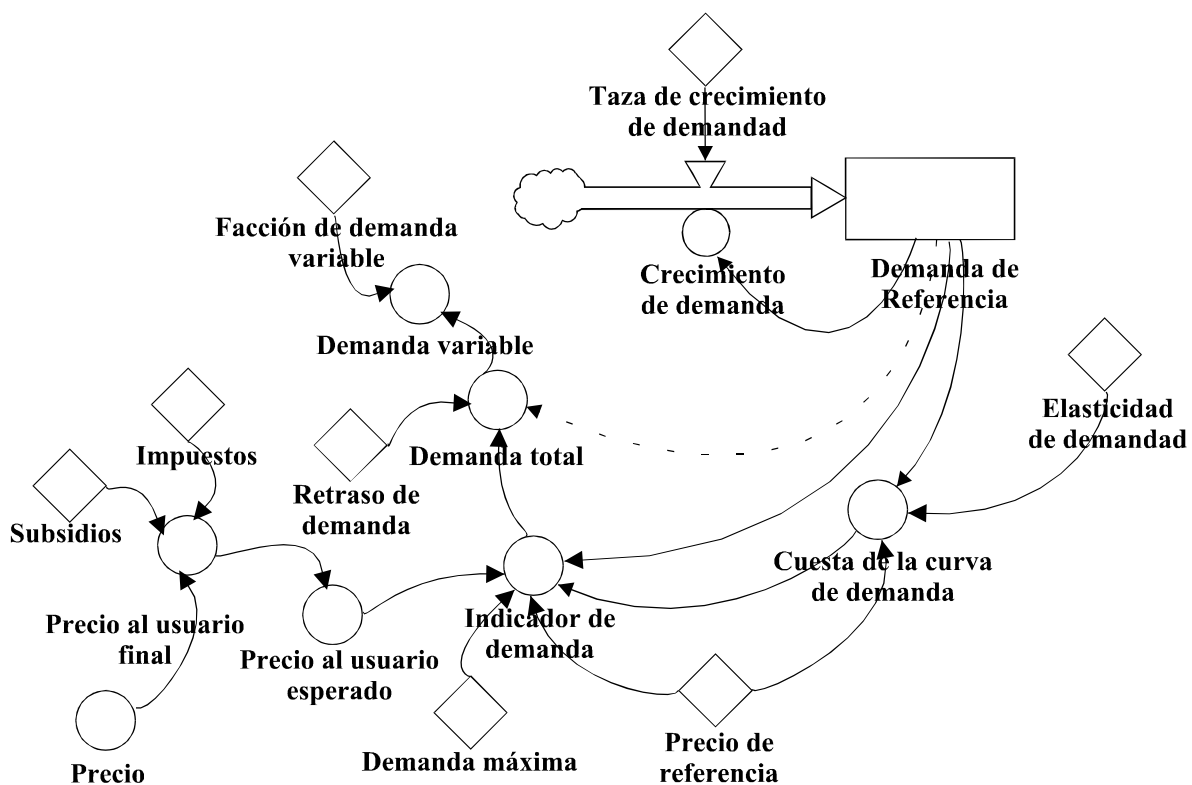


Figura 4.20. Representación de la demanda en *Powersim*, modelos 1 y 2.

En la Figura 4.21 se muestra el comportamiento de la demanda a través del tiempo, los periodos donde tiene una pendiente menor es cuando el precio de la energía eléctrica es elevado.

La demanda mostrada en la Figura 4.21 es dividida en D tipos de consumidores para el cálculo del precio de la energía eléctrica.

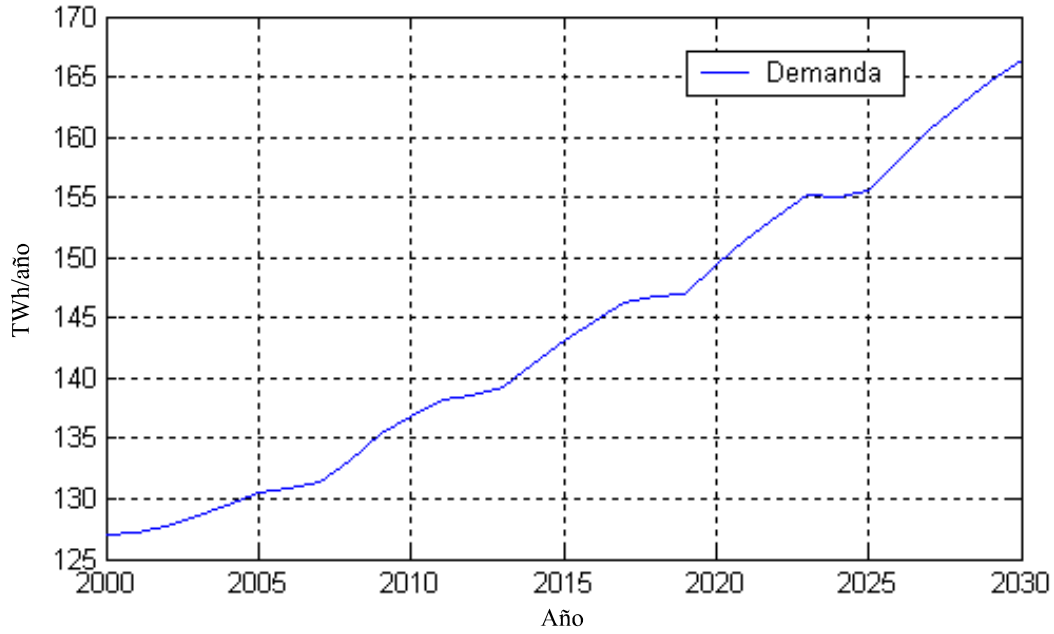


Figura 4.21. Comportamiento de la demanda obtenido de la simulación del mercado eléctrico Noruego, modelo 1.

La descripción dinámica de la demanda que se utiliza en este trabajo se basa en un modelo desarrollado por Sterman [Sterman 2000]. La demanda se ajusta con un retraso de tiempo al indicador de demanda, el cual depende del precio y esto es representado por la siguiente ecuación construida en *Powersim*:

$$Demanda = DELAYINF \left(\begin{matrix} \text{Indicador de demanda, Retraso de demanda,} \\ 1, Demanda de referencia \end{matrix} \right) \quad (4.20)$$

El indicador de demanda responde al precio de la energía eléctrica, respecto a un precio de referencia:

$$\text{Indicador de demanda} = MIN \left[\begin{matrix} Demanda maxima, \\ Demanda de referencia * A \end{matrix} \right] \quad (4.21)$$

Donde

$$A = MAX \left(\begin{matrix} 0, \\ 1 + \text{Cuesta de la curva de dem.} * \left(\frac{\text{Precio final} - \text{Precio de ref.}}{\text{Demanda de referencia}} \right) \end{matrix} \right) \quad (4.22)$$

La función MAX asegura que la demanda no caiga en valores negativos sin importar que tan alto sea el precio, puesto que hay cargas en el sistema eléctrico que siempre están conectadas sin importar el precio de la energía eléctrica. La función MIN asegura que la demanda no exceda un valor máximo igual a la demanda máxima, sin importar que tan bajo sea el precio de la energía eléctrica.

Entre estos límites la curva de demanda es lineal, y depende de la demanda de referencia, de la elasticidad de la demanda y del precio de referencia:

$$\text{Cuesta de la curva de demanda} = \left(\frac{\text{Demanda de ref.} * \text{Elasticidad de demanda}}{\text{Precio de referencia}} \right) \quad (4.23)$$

La dinámica de la demanda es simple. Un cambio en el precio de la energía eléctrica induce un cambio en el indicador de demanda. La demanda actual se ajusta al nivel del indicador de demanda con cierto retraso de tiempo.

La elasticidad de la demanda es un concepto muy utilizado en economía. Elasticidad significa respuesta o sensibilidad, por lo tanto la elasticidad de la demanda es la fracción de cambio en la demanda respecto a un cambio fraccional en el precio.

$$\text{Elasticidad de demanda} = \frac{\frac{\partial D}{D}}{\frac{\partial P}{P}} \quad (4.24)$$

La elasticidad de la demanda de energía eléctrica varía considerablemente dependiendo del país o región de análisis, de la época del año, entre muchos otros factores, por lo general varía entre un valor de 0.2 y 0.8. En los países Nórdicos se asume una elasticidad de la demanda promedio de 0.3. En México se asume que la elasticidad varía dependiendo del sector de demanda, siendo mayor la elasticidad de la demanda por parte de la industria grande con un valor de 0.4 y la menor se presenta en la demanda residencial con un valor de 0.1.

La descripción del comportamiento de la demanda eléctrica en el modelo 3 esta dividida en dos partes: una demanda fija, representada por el modelo propuesto por Sterman [Sterman 2000] la cual tiene una respuesta lenta a los cambios en el precio de la energía eléctrica y

una demanda variable, la cual responde rápidamente a los cambios en el precio de la energía eléctrica, una gran parte de la descripción del modelo esta basada en parámetros de entrada, en el modelo se captura la esencia del comportamiento dinámico de la demanda eléctrica debido a la relación que existe entre precio y demanda, tanto en el corto plazo, como a largo plazo. La Figura 4.22 muestra la representación de la demanda en el modelo 3 de Dinámica de Sistemas construido en *Powersim*.

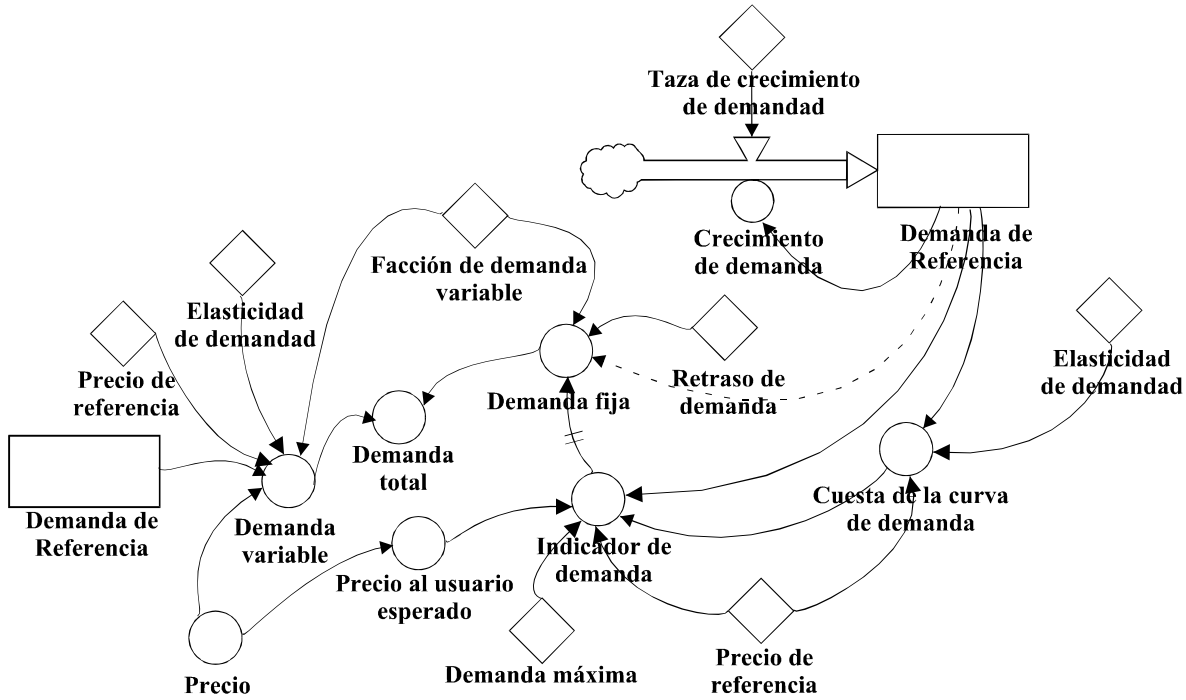


Figura 4.22. Representación de la demanda en *Powersim*, modelo 3.

La descripción dinámica de la demanda fija esta basada sobre el modelo propuesto por Sterman [Sterman 2000] (Ecuaciones 4.20 a 4.24). La demanda se ajusta con un retraso de tiempo al indicador de demanda, el cual depende del precio. La demanda variable es representada mediante la función Cobb Douglas [Vogstad et al. 2003] mostrada en la Ecuación 4.25.

$$Demanda\ var = Demanda\ de\ ref. * \left(\frac{Precio\ spot}{Precio\ de\ ref.} \right)^{Elasticidad\ de\ demanda} \quad (4.25)$$

4.4.6 Cálculo del precio de la energía eléctrica

El precio promedio anual de la energía eléctrica $P(t)$ para los modelos 1 y 2, en el mercado eléctrico de la región de análisis se calcula para cada año de simulación, este es un dato de entrada en cada año de simulación. El precio se calcula en este trabajo, por un algoritmo de programación lineal (Ecuaciones 4.14 a 4.19), donde el objetivo es maximizar el beneficio socioeconómico, en este cálculo se incluyen las importaciones y exportaciones. Los costos variables del tipo de generación van directamente en el cálculo del precio, y se tratan como costos marginales ($CM_i=CV_i$) para cada tipo de generación, excepto para el tipo de generación hidráulica regulada. La generación hidráulica es dividida en 5 escalones separados de alimentación, donde el costo marginal del escalón de mayor costo es igual a un factor w veces el precio más bajo de importación, como se muestra en la Ecuación 4.26.

$$CM_{hidro,max}(t) = w(u(t)) * p_{imp_{masbajo}}(t) \quad (4.26)$$

Los costos marginales para los otros escalones son fracciones fijas del valor marginal más caro, esto es tomando en cuenta que la generación hidráulica regulada es despachable y por lo tanto programada de acuerdo a los precios de generación alternativa. El precio de la energía eléctrica $P(t)$ es la variable dual del balance de energía eléctrica en la Ecuación 4.15, una variable dual representa el valor por unidad de recurso, en este caso, representa el precio de la energía eléctrica. Gráficamente el precio de la energía eléctrica es el punto de intersección de las curvas de demanda y generación como se muestra en la Figura 4.16 de la Sección 4.4.4.

Estrictamente hablando el punto de intersección en la Figura 4.16 no es el verdadero precio de la energía eléctrica, debido al uso de los costos variables en vez de los costos marginales reales. Aun así, la descripción sirve como una buena aproximación del proceso de subasta basado con ofertas de costo marginal de generación en el mercado eléctrico.

En el modelo 3, el cálculo del precio de la energía eléctrica se obtiene de la simulación de un mercado spot con la Ecuación 4.2, después del cálculo del precio spot se obtiene un precio promedio anual, el cual es utilizado para tomar las decisiones de inversión.

La Figura 4.23 muestra la representación en *Powersim* para el calculo del precio spot mediante la Ecuación 4.2 y del precio promedio anual de la energía eléctrica.

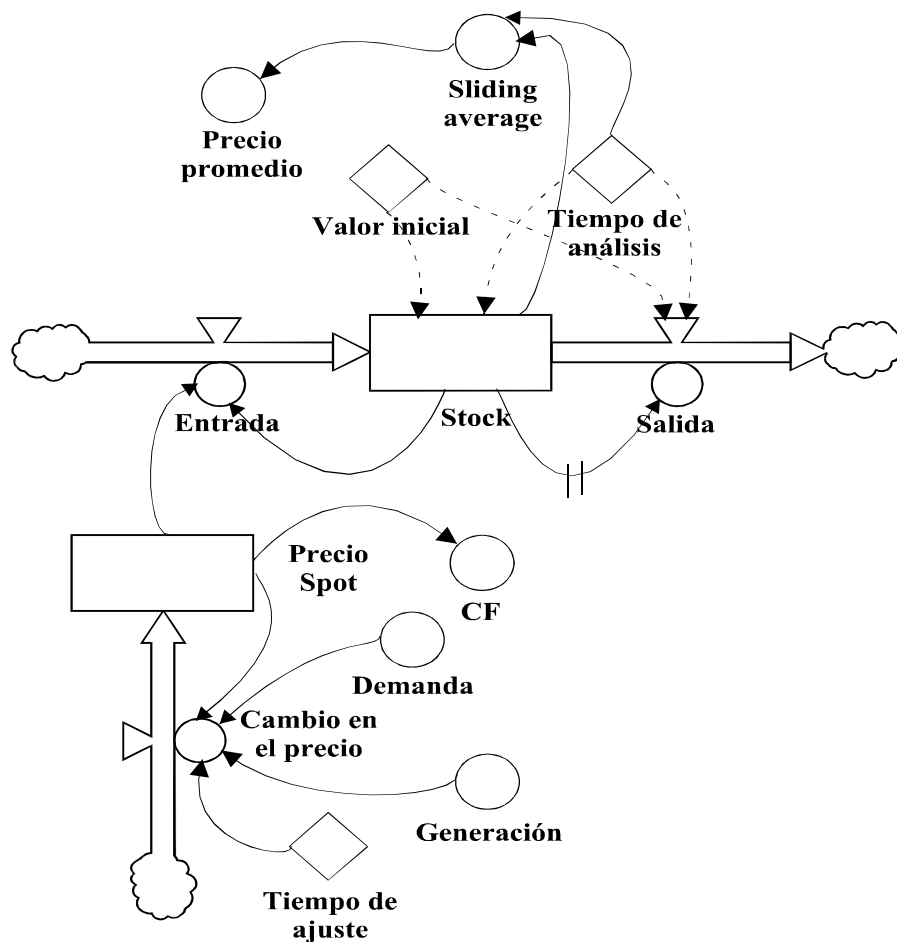


Figura 4.23. Representación del calculo del precio spot y precio promedio anual, modelo 3.

El cálculo del precio mediante la Ecuación 4.2 da una representación en el corto plazo del comportamiento del mismo. Se requiere del cálculo de un precio promedio anual, porque este es el precio en el cual se basan las decisiones de inversión en nueva capacidad de generación. El despacho de las unidades generadoras mediante costos marginales, también da una representación más real del comportamiento de un mercado eléctrico.

Los modelos descritos anteriormente están enfocados al análisis de mercados eléctricos desregulados (reestructurados o liberalizados), pero son adaptables a mercados eléctricos regulados, en los que a pesar de tener herramientas de simulación más precisas y metodologías como la optimización y la previsión, las cuales dan resultados de planeación

óptimos, estos modelos de Dinámica de Sistemas pueden ser útiles para propósitos ilustrativos y de comunicación de resultados.

La forma de adaptar estos modelos a mercados eléctricos regulados es cambiar del objetivo de maximizar el beneficio socioeconómico, al objetivo de alimentar la demanda el mínimo costo a la hora de calcular el precio de la energía eléctrica, definir que la demanda no responde al precio de la energía eléctrica y que no puede cambiar de suministrador.

4.5 CONCLUSIONES

En este capítulo se describieron tres modelos de simulación creados en Dinámica de Sistemas y simulados en *Powersim*, cada modelo tiene su importancia en particular, el primer modelo es la base para probar si las consideraciones son correctas, el segundo modelo es una modificación del modelo 1 incluyendo algunos aspectos que mejoran la representación dinámica del mercado eléctrico, y por último el tercer modelo incluye el calculo del precio de la energía eléctrica en el corto plazo, con lo cual se tiene una representación más real del funcionamiento de un mercado eléctrico. Como se mencionó en capítulos anteriores los modelos de Dinámica de Sistemas son creados para incrementar el entendimiento del comportamiento de los mercados eléctricos bajo diferentes condiciones de operación, por lo tanto los tres modelos descritos en este capítulo tienen igual importancia, puesto que cada modelo representa diferentes condiciones de operación de los mercados eléctricos.

5 SIMULACIÓN Y RESULTADOS.

5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de simular el comportamiento a largo plazo de los mercados eléctricos de Noruega y México. El mercado eléctrico Noruego es simulado en los tres modelos de Dinámica de Sistemas presentados en el capítulo anterior, el tiempo de análisis es de treinta años empezando en el 2000 y terminado en el 2030. El mercado eléctrico Mexicano es simulado bajo dos escenarios de operación y es simulado solo en el modelo 2 descrito en el capítulo anterior, el periodo de análisis es de 15 años, empezando en el año 2001 y terminando en el 2016. En todas las simulaciones se toma la consideración de que las decisiones de inversión son tomadas al inicio de cada año y están basadas solo en racionalidades económicas. Algunos de los resultados obtenidos son: el comportamiento del precio de la energía eléctrica, el comportamiento de la demanda, el crecimiento de la capacidad de generación, la adquisición de nueva capacidad por tipo de tecnología, el comportamiento del factor de rentabilidad, entre otros.

5.2 DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NORUEGO

Las condiciones iniciales se describen para el año 2000. En el modelado de la demanda se considera que presenta un crecimiento de 1% anual y que el 14% de esta demanda es variable [Lundteigen 1998], es decir responde rápidamente a los cambios en el precio. Los

principales datos iniciales que describen el comportamiento de la demanda de energía eléctrica para el mercado Noruego se muestran en la Tabla 5.1. En el modelado del sistema de generación se diferencia entre 5 tipos de tecnologías de generación, las cuales son: hidráulica, eólica, renovables, gas y gas CO2, siendo la generación hidráulica la dominante al inicio de la simulación con una generación de energía de 118 TWh/año de un total de 118.05 TWh/año, el resto de los tipos de generación son considerados en base a la existencia de estos recursos de materia prima y/o en base a que se tiene considerado invertir en este tipo de tecnologías. Los principales datos iniciales que intervienen en el comportamiento del sistema de generación de energía eléctrica se muestran en la Tabla 5.2. El mercado es simulado durante un periodo de tiempo de 30 años, las consideraciones y parámetros de simulación son tomadas de la operación actual de este mercado.

Tabla 5.1. Datos iniciales para la demanda del mercado Noruego [www.nve.no 2004].

Fcd	pcorte	E	ffdt	td
1% anual	800 NOK/MWh ¹	0.31	14%	2 años

Tabla 5.2. Datos iniciales del lado de generación del mercado Noruego [www.nve.no 2004].

Generación Variable	Hidráulica	Eólica	Renovable	Gas	Gasco2	Unidades
RR	30	80	0	100	100	TWh/año
CGA	118	0,05	0	0	0	TWh/año
ta	2	1	1	2	2	años
tc	2	1	1	1	2	años
tac	50	50	50	50	50	%
maxn	300	300	300	800	800	MW
n	40	20	30	30	30	años
II	0	0	0	0	0	NOK/MW
Iin	5000	8000	6000	6000	10000	NOK/MW
COM	20	35	40	25	40	NOK/MWh
CC	0	0	50	100	120	NOK/MWh
k	0.002	0.014	0.007	0.005	0.012	
FC(RR)	²	²	7000	8000	8000	h/año
Trr	7	7	7	7	7	% anual
Des	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	

¹ Moneda noruega. 1 NOK=7 dólares en el año 2000.

² Definido en los modelos de dinámica de sistemas en función a los recursos restantes de materia prima.

5.3 SIMULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NORUEGO EN EL MODELO 1

A continuación se presentan los resultados más importantes obtenidos de simular la representación del mercado Noruego descrita en [Botterud 2003] en el modelo de simulación 1. En la Figura 5.1 se muestra el comportamiento de la demanda total respecto a las variaciones en el precio de la energía eléctrica. Se observa que cuando se presentan precios altos, la demanda de energía eléctrica se mantiene prácticamente sin incremento, por el otro lado, cuando el precio es bajo, la demanda de energía eléctrica se incrementa. El valor inicial de la demanda de energía en el año 2000 es de 127 TWh/año y tienen un incremento de 39.5 TWh/año durante el periodo de análisis, con lo cual se espera una demanda de energía de 166.5 TWh/año en el año 2030.

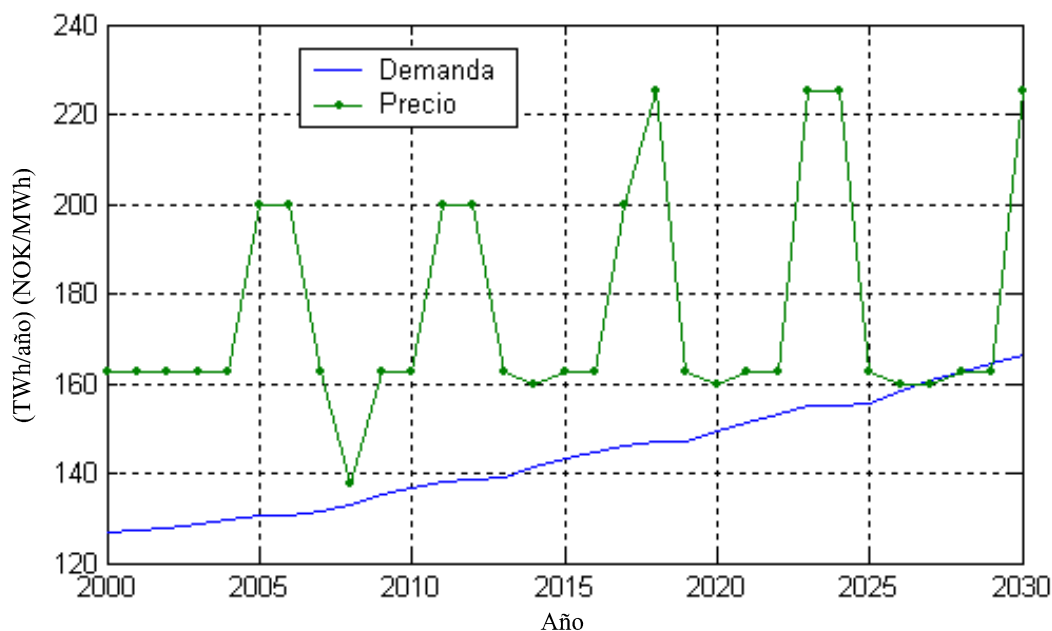


Figura 5.1. Comportamiento de la demanda y el precio de la energía eléctrica en el modelo 1.

El comportamiento dinámico de la demanda mostrado en la Figura 5.1 se debe principalmente a la demanda variable, ya que esta es la que responde más rápidamente a las variaciones en el precio, buscando alternativas de energía o formas de ahorro de energía.

En la Figura 5.2 se muestra el comportamiento de la capacidad de generación de energía respecto a las variaciones en el precio de la energía eléctrica. Se observa que el incremento en la capacidad de generación se presenta con un retraso de tiempo cuando el precio de la energía eléctrica es alto. Por el otro lado, cuando el precio es bajo no se adquiere nueva capacidad de generación. La capacidad de generación de energía empieza en 118.05 TWh/año al principio de la simulación en el año 2000 y de acuerdo a la simulación se espera tener una capacidad de generación de energía de 153.41 TWh/año en el año 2030.

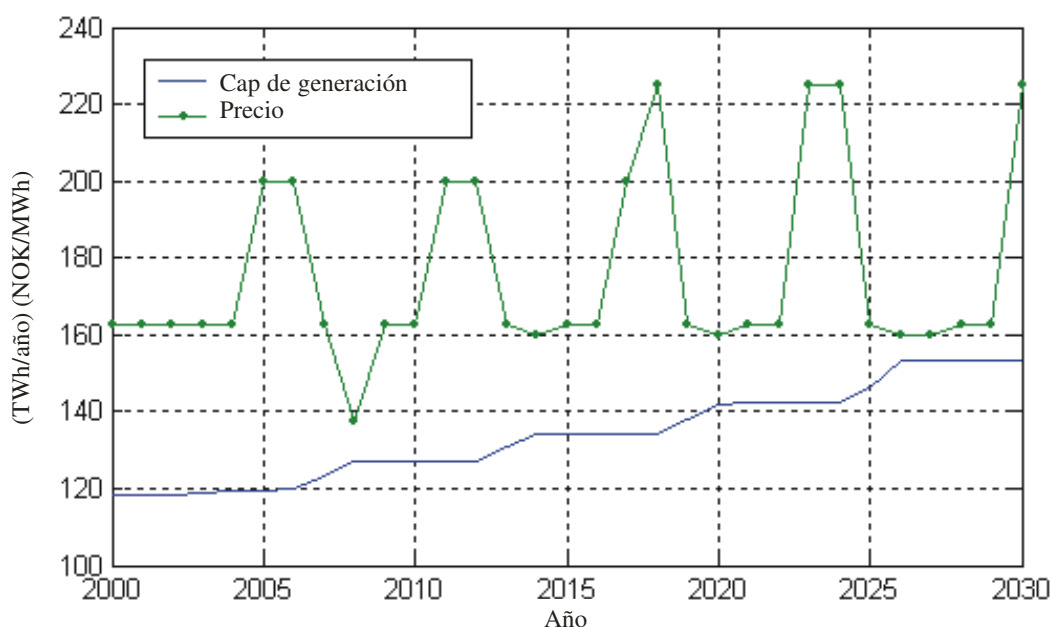


Figura 5.2. Comportamiento de la capacidad de generación de energía y el precio de la energía eléctrica en el modelo 1.

En la Figura 5.3 se muestra la forma en que se comporta el *stock* de recursos. El comportamiento dinámico es simple de explicar, los recursos disponibles de materia prima al inicio de la simulación, disminuyen al momento de que se realizan las propuestas de nueva capacidad de generación, como el *stock* de recursos no tiene ninguna entrada en el modelo 1, es decir no tiene reingreso de recursos, las propuestas rechazadas y los proyectos abandonados no regresan al *stock* de recursos.

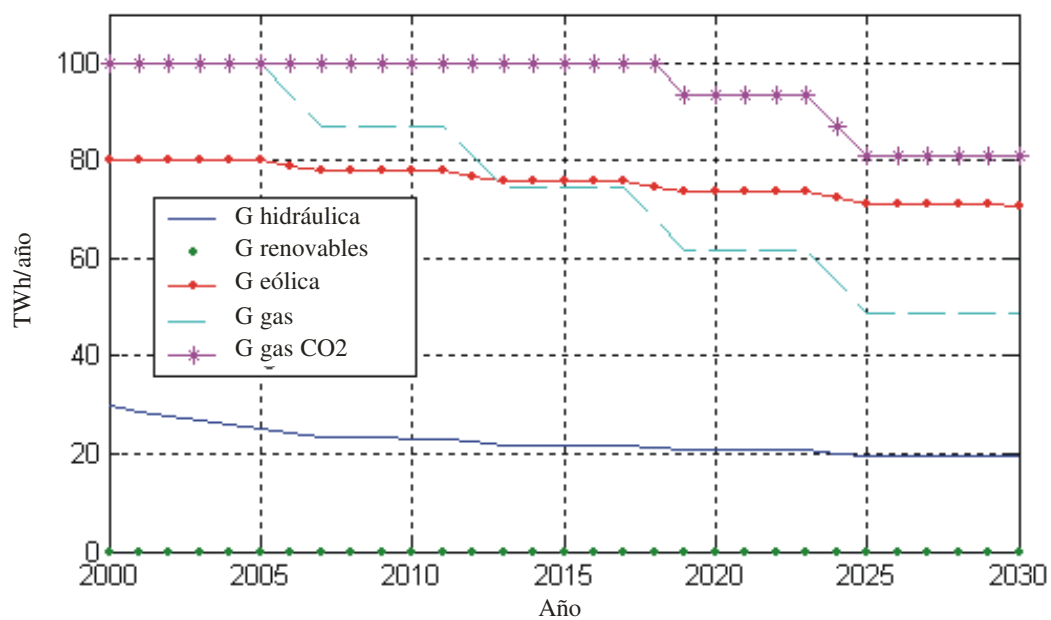


Figura 5.3. Comportamiento de los recursos disponibles de materia prima en el modelo 1.

En la Figura 5.4 se muestra el comportamiento de la adquisición de nueva capacidad de generación por tipo de tecnología.

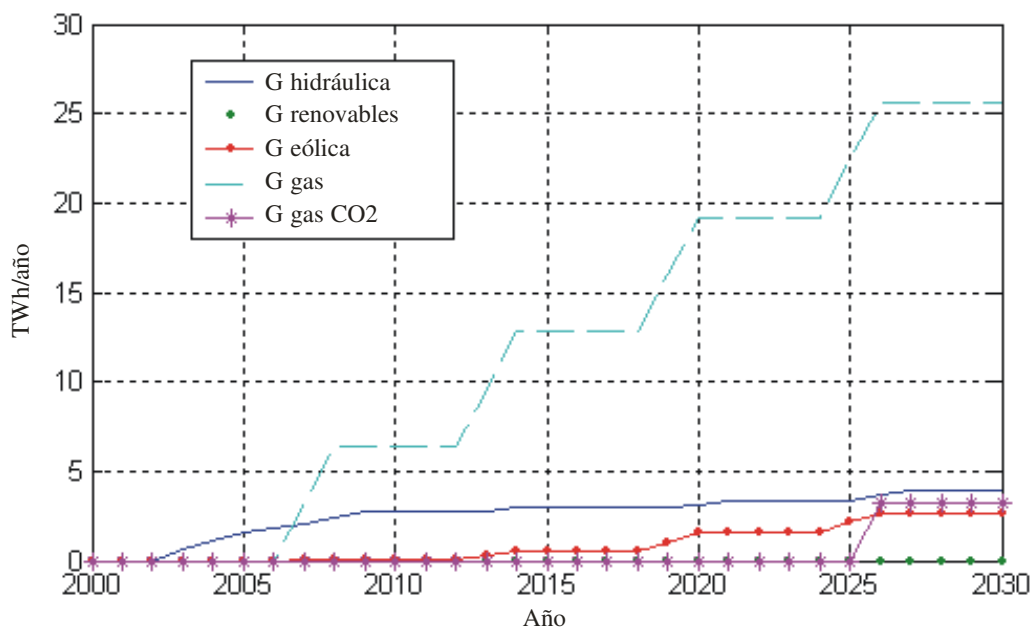


Figura 5.4. Nueva capacidad de generación por tipo de tecnología en el modelo 1.

En la Figura 5.4 se observa que el tipo de generación que adquiere más capacidad es la generación tipo gas, cuya capacidad de generación de energía al inicio del periodo de simulación en el año 2000 es de 0 TWh/año y al final del periodo de simulación en el año 2030 es de 25.6 TWh/año. El incremento en la capacidad de generación tipo gasCO₂ es de 3.2 TWh/año, lo cual da como resultado una capacidad de generación de 3.2 TWh/año al final del periodo de simulación. El incremento en la capacidad de generación tipo eólica es de 2.68451 TWh/año, lo cual da como resultado una capacidad de generación de 2.73451 TWh/año al final del periodo de simulación. El incremento en la capacidad de generación tipo hidráulica es de 3.8772 TWh/año, lo cual da como resultado una capacidad de generación de 121.8772 TWh/año al final del periodo de simulación. La capacidad de generación de energía tipo renovables no presenta cambio y se mantienen en 0 TWh/año durante la simulación.

En la Figura 5.5 se muestra la demanda y la capacidad de generación de energía eléctrica, se observa que la demanda siempre es mayor que la capacidad de generación, este comportamiento se debe a que en el modelo de programación lineal desarrollado para el calculo del precio, el objetivo es maximizar el beneficio socioeconómico y no tiene como restricción que se daba de abastecer toda la demanda de energía.

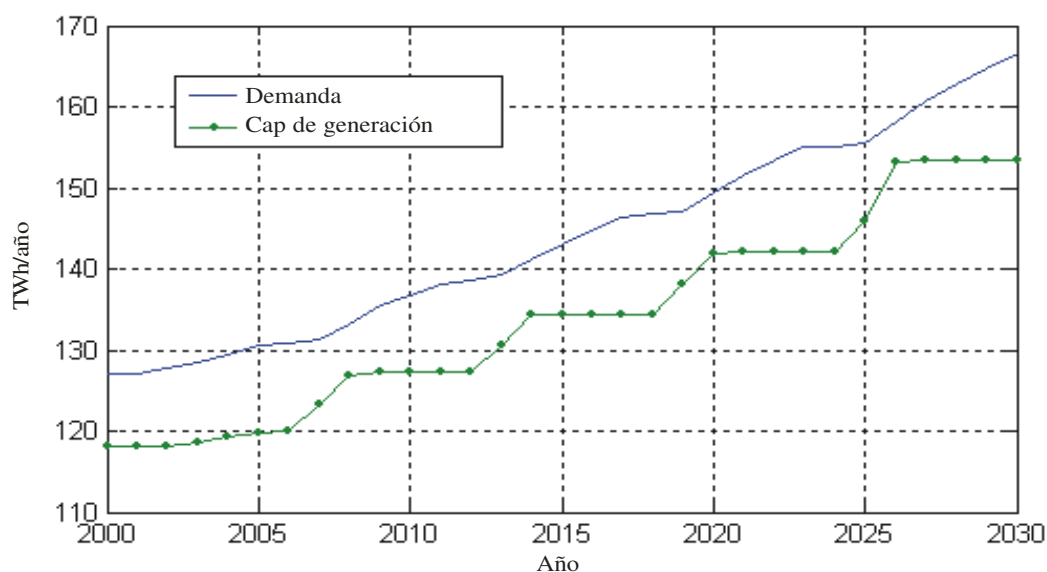


Figura 5.5. Comportamiento de la demanda y generación de energía en el modelo 1.

En la Figura 5.5 se observa que la capacidad de generación de energía eléctrica se incrementa en 35.3617 TWh/año, con lo cual la capacidad de generación se incrementa de 118.05 TWh/año al inicio del periodo de simulación a 153.4117 TWh/año al final de la simulación.

El precio, la demanda y la capacidad de generación de energía eléctrica se muestran mas adelante en la Tabla 5.3, donde son comparados con los resultados obtenidos de simular el mercado Noruego en los dos modelos restantes.

Cabe recordar que los modelos construidos en Dinámica de Sistemas son una herramienta para crear escenarios de planeación y así mejorar el entendimiento del comportamiento probable de los mercados eléctricos, por lo tanto los resultados obtenidos de las simulaciones solo son descriptivos, es decir, simulan el comportamiento probable del mercado eléctrico sin decir que es una solución óptima.

5.4 SIMULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NORUEGO EN EL MODELO 2

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de simular la representación del mercado eléctrico Noruego en el modelo de simulación 2 descrito en el capítulo anterior.

En la Figura 5.6 se muestra el comportamiento de la demanda de energía respecto a las variaciones en el precio de la energía eléctrica. Se observa que cuando se presentan precios altos, la demanda de energía eléctrica se mantiene prácticamente sin incremento. Por el otro lado, cuando el precio es bajo, la demanda de energía eléctrica se incrementa, éste es el mismo comportamiento de la simulación anterior.

El valor inicial de la demanda de energía eléctrica en el año 2000 es de 127 TWh/año y sufre un incremento de 38.3572 TWh/año durante el periodo de simulación, al final de la simulación resulta en una demanda de energía esperada para el año 2030 de 165.3572 TWh/año.

En la Figura 5.6 también se observa que el precio de la energía eléctrica varia entre 137.5 y 225 NOK/MWh y tiende a estabilizarse en un valor de 162.5 NOK/MWh.



Figura 5.6. Comportamiento de la demanda y el precio de la energía eléctrica en el modelo 2.

En la Figura 5.7 se muestra el comportamiento de la capacidad de generación respecto a las variaciones en el precio de la energía eléctrica.

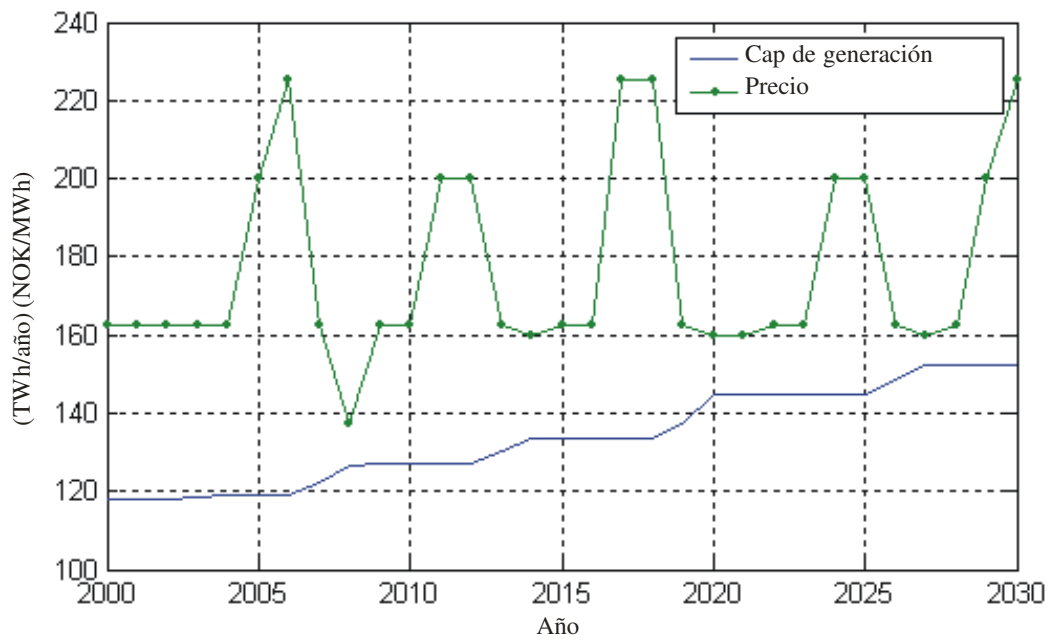


Figura 5.7. Comportamiento de la capacidad de generación de energía y el precio de la energía eléctrica en el modelo 2.

En la Figura 5.7 se observa que el incremento en la capacidad de generación de energía eléctrica se presenta con un retraso de tiempo cuando el precio de la energía eléctrica es alto. Cuando el precio es bajo no se adquiere nueva capacidad de generación. La capacidad de generación de energía eléctrica empieza con un valor de 118.05 TWh/año al principio de la simulación en el año 2000 y termina en un valor de 152.3769 TWh/año en el año 2030.

En la Figura 5.8 se muestra la forma en que los recursos disponibles de materia prima al inicio de la simulación disminuyen al momento de que se realizan las propuestas de nueva capacidad de generación. El *stock* de recursos en el modelo 2 tiene reingreso de recursos, este reingreso de recursos proviene de las propuestas rechazadas y los proyectos abandonados.

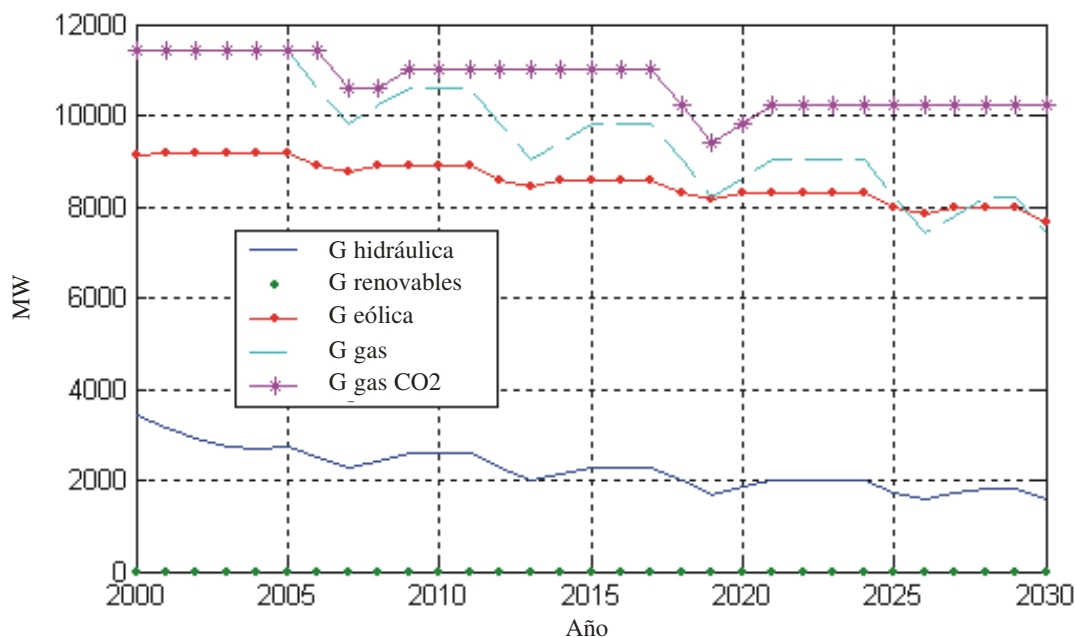


Figura 5.8. Comportamiento de los recursos disponibles de materia prima en el modelo 2.

En la Figura 5.9 se muestra el comportamiento de la adquisición de nueva capacidad de generación de energía eléctrica por tipo de tecnología. Se observa que el tipo de generación que adquiere más capacidad es al igual que en la simulación en el modelo 1, la generación tipo gas, cuya capacidad de generación al inicio del periodo de simulación (año 2000) es de 0 TWh/año y al final del periodo de simulación (año 2030) es de 25.6

TWh/año. El incremento en la capacidad de generación tipo gasCO2 es de 3.2 TWh/año, lo cual da como resultado una capacidad de generación de 3.2 TWh/año al final del periodo de simulación. El incremento en la capacidad de generación tipo eólica es de 3.16904 TWh/año, lo cual da como resultado una capacidad de generación de 3.21904 TWh/año al final del periodo de simulación. El incremento en la capacidad de generación tipo hidráulica es de 2.357899 TWh/año, lo cual da como resultado una capacidad de generación de 120.3579 TWh/año al final del periodo de simulación. El incremento en la capacidad de generación tipo renovables es de 0 TWh/año, lo cual da como resultado una capacidad de generación de 0 TWh/año al final del periodo de simulación.

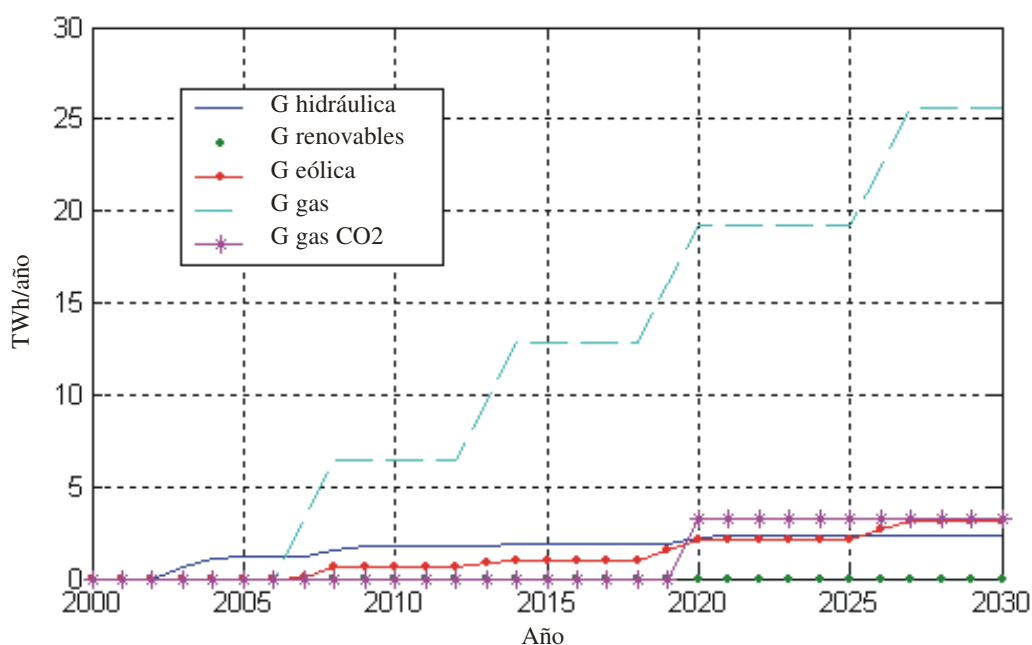


Figura 5.9. Nueva capacidad de generación de energía eléctrica por tipo de tecnología en el modelo 2.

En la Figura 5.10 se muestra la demanda y la capacidad de generación, se observa que la demanda de energía eléctrica siempre es mayor que la capacidad de generación. Se observa que la capacidad de generación de energía eléctrica se incrementa en 34.3269 TWh/año, con lo cual la capacidad de generación se incrementa de 118.05 TWh/año al inicio del periodo de simulación a 152.3769 TWh/año al final de la simulación. El valor inicial de la demanda en el año 2000 es de 127 TWh/año y sufre un incremento de 38.3572

TWh/año durante el periodo de simulación al final de la simulación, lo cual nos da una demanda esperada para el año 2030 de 165.3572 TWh/año.

En la Figura 5.10 se puede observar que el comportamiento dinámico de la demanda y de la capacidad de generación de energía eléctrica, son opuestos, es decir cuando la demanda se incrementa, la capacidad de generación se mantiene en su valor y viceversa, cuando la capacidad de generación de energía eléctrica se eleva la demanda prácticamente no tiene incremento en su valor.

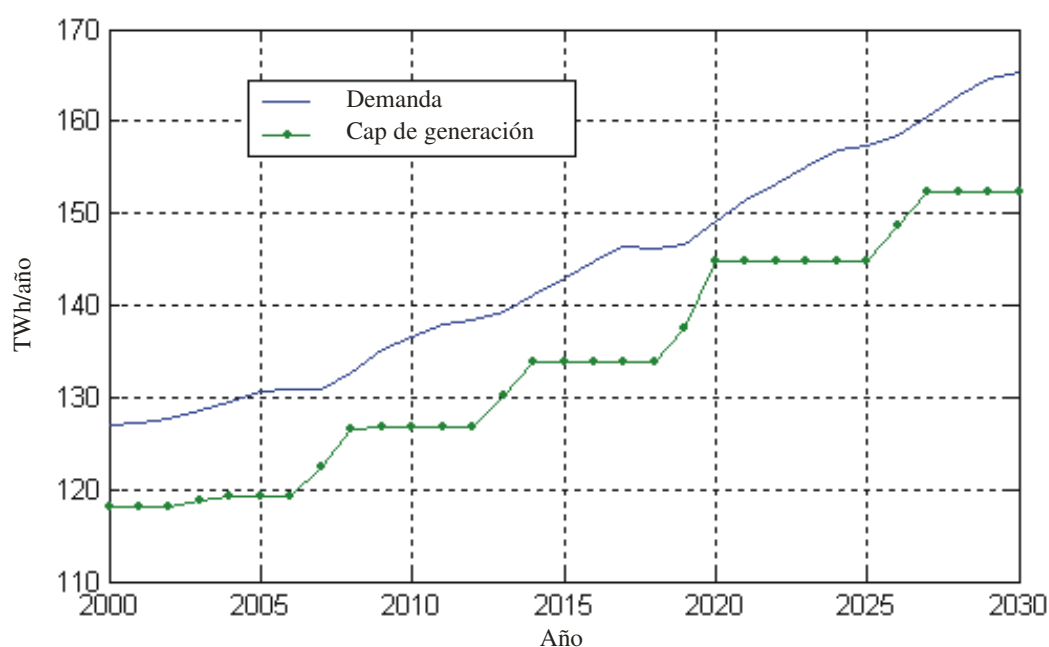


Figura 5.10. Comportamiento de la demanda y la capacidad de generación en el modelo 2.

5.5 SIMULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NORUEGO EN EL MODELO 3

En la Figura 5.11 se muestra el comportamiento de la demanda de energía eléctrica respecto a las variaciones en el precio de la energía eléctrica. Se observa que cuando se presentan precios altos, la demanda de energía eléctrica se mantiene prácticamente sin incremento. Por el otro lado, cuando el precio es bajo, la demanda de energía eléctrica sufre un incremento, el valor inicial de la demanda en el año 2001 es de 127 TWh/año y sufre un

incremento durante el periodo de análisis de 28.282 TWh/año, con lo cual se espera una demanda de 155.282 TWh/año en el año 2030.

En la Figura 5.11 también se observa que el precio de la energía eléctrica fluctúa desde un valor de 164 NOK/MWh hasta 261.98 NOK/MWh en el primer año de la simulación, y tiende a estabilizarse en un valor aproximado de 200 NOK/MWh al final de la simulación.

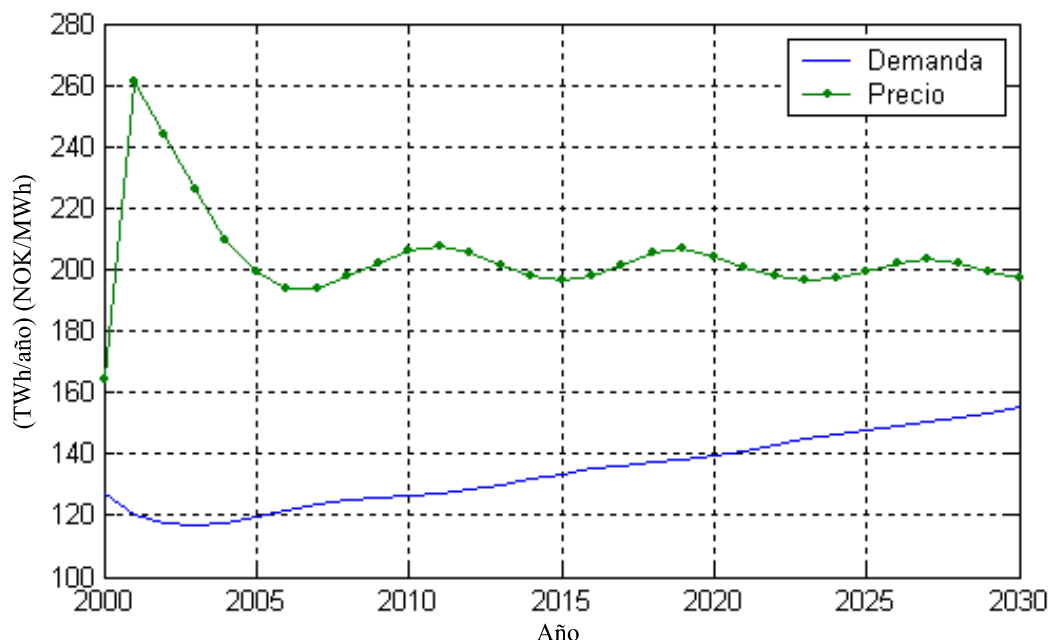


Figura 5.11. Comportamiento de la demanda y el precio de la energía eléctrica en el modelo 3.

En la Figura 5.12 se muestra el comportamiento de la capacidad de generación respecto a las variaciones en el precio de la energía eléctrica. Se observa que el incremento en la capacidad de generación de energía eléctrica se presenta con un retraso de tiempo cuando el precio de la energía eléctrica es alto. Cuando el precio es bajo no se adquiere nueva capacidad de generación.

La capacidad de generación de energía eléctrica empieza con un valor de 118.05 TWh/año al principio de la simulación en el año 2000 y termina en un valor de 174.326 TWh/año en el año 2030, resultando en un incremento de 56.276 TWh/año durante el periodo de simulación.

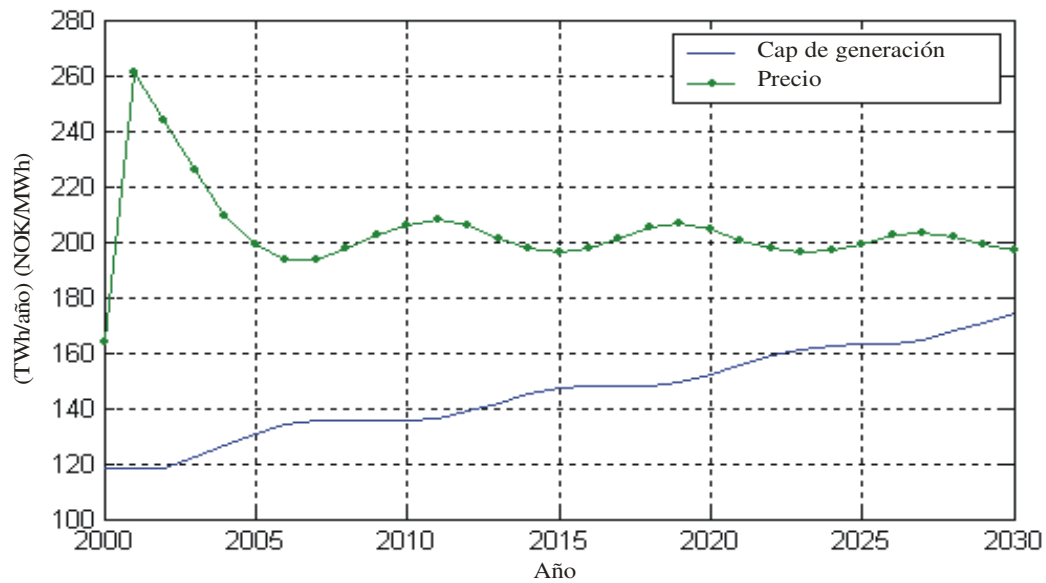


Figura 5.12. Comportamiento de la capacidad de generación y el precio de la energía eléctrica en el modelo 3.

En la Figura 5.13 se muestra la forma en que los recursos disponibles de materia prima al inicio de la simulación disminuyen al momento de que se realizan las propuestas de nueva capacidad de generación, el stock de recursos al igual que en el modelo 2, tiene reingreso de recursos, los cuales provienen de las propuestas rechazadas y los proyectos abandonados.

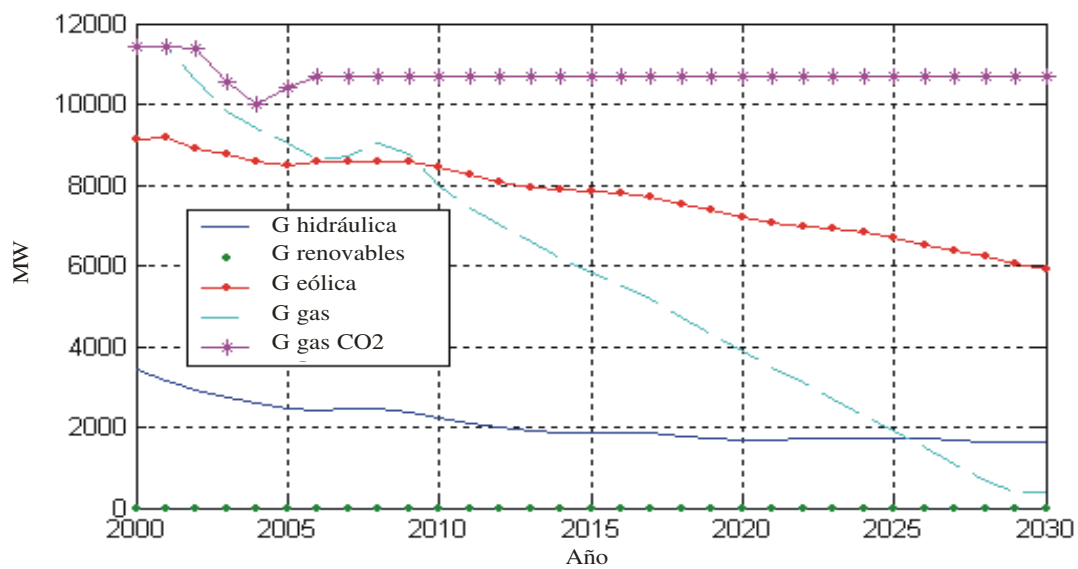


Figura 5.13. Comportamiento de los recursos disponibles de materia prima en el modelo 3.

En la Figura 5.14 se muestra el comportamiento de la adquisición de nueva capacidad de generación de energía eléctrica por tipo de tecnología. Se observa que el tipo de generación que adquiere mas capacidad nuevamente es la generación tipo gas, cuya capacidad de generación al inicio del periodo de simulación (año 2000) es de 0 TWh/año y al final del periodo de simulación (año 2030) es de 52.55179 TWh/año. El incremento en la capacidad de generación tipo gasCO2 es de 0 TWh/año, lo cual da como resultado una capacidad de generación de 0 TWh/año al final del periodo de simulación. El incremento en la capacidad de generación tipo eólica es de 1.694954 TWh/año, lo cual da como resultado una capacidad de generación de 1.744954 TWh/año al final del periodo de simulación. El incremento en la capacidad de generación tipo hidráulica es de 2.029335 TWh/año, lo cual da como resultado una capacidad de generación de 120.020335 TWh/año al final del periodo de simulación. El incremento en la capacidad de generación tipo renovables es de 0TWh/año, lo cual da como resultado una capacidad de generación de 0 TWh/año al final del periodo de simulación.

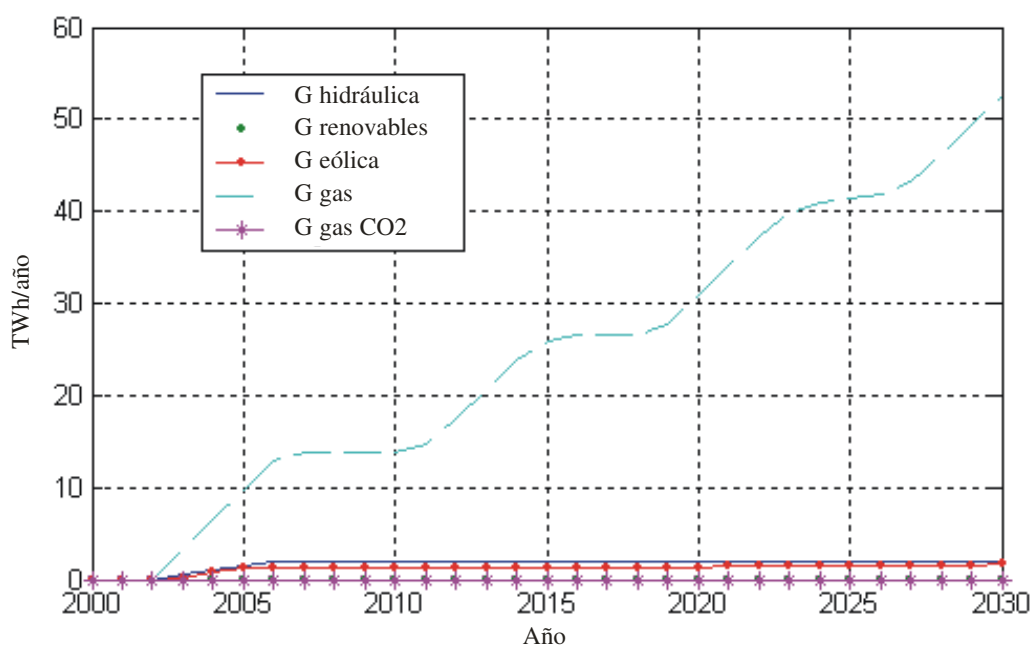


Figura 5.14. Nueva capacidad de generación por tipo de tecnología en el modelo 3.

En la Figura 5.15 se muestra a la demanda y la capacidad de generación, se observa que la demanda de energía eléctrica llega a ser menor que la capacidad de generación. Se

observa que la capacidad de generación se incrementa en 56.276 TWh/año, con lo cual la capacidad de generación se incrementa de 118.05 TWh/año al inicio del periodo de simulación a 174.326 TWh/año al final de la simulación.

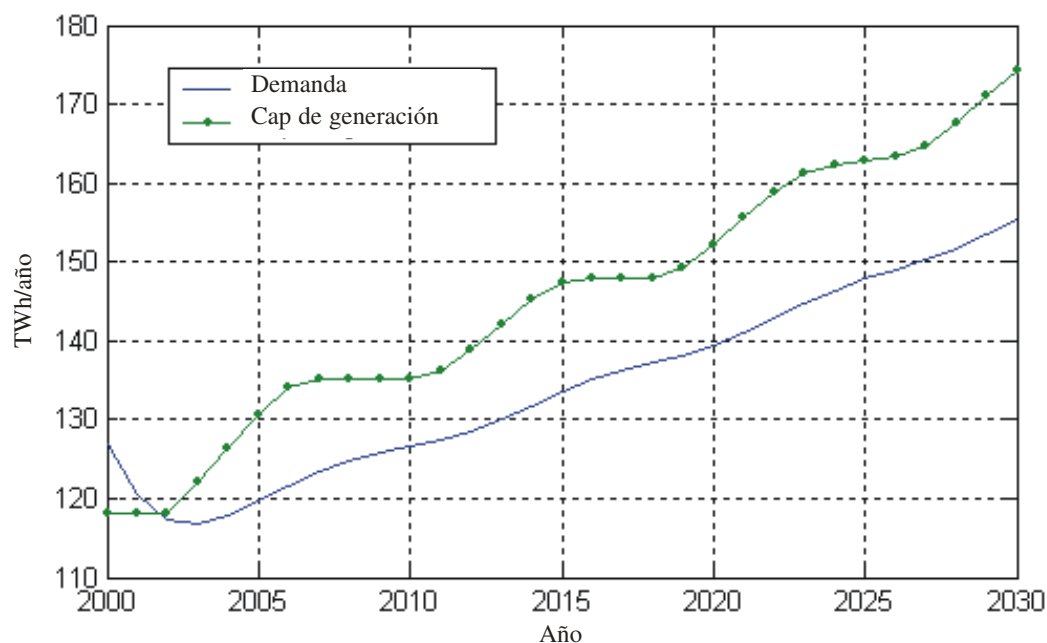


Figura 5.15. Comportamiento de la demanda y la capacidad de generación en el modelo 3.

En la Tabla 5.3 se muestra un resumen de los resultados obtenidos de la simulación del mercado eléctrico Noruego en los tres modelos de simulación que se presentan en esta tesis. Se observa que el comportamiento del mercado en los modelos de simulación 1 y 2 es muy parecido, en cambio los resultados de la simulación en el modelo 3 difieren bastante de los resultados de las simulaciones en los modelos 1 y 2. Los tres modelos presentados en este trabajo son similares en su estructura y en sus componentes, las deferencias entre ellos se deben a las ecuaciones utilizadas para representar el cálculo del precio de la energía eléctrica, así como algunas uniones causales que son específicas de cada modelo.

La manera en la que se obtiene el precio de la energía eléctrica es el principal factor que provoca la gran diferencia de resultados del modelo 3 con respecto a los otros dos modelos. En los tres modelos se obtuvo que la generación tipo gas, es la que presenta más adquisición de nueva capacidad de generación de energía eléctrica. Los resultados

obtenidos describen el comportamiento probable del mercado eléctrico bajo las condiciones de operación y planeación descritas anteriormente. Los resultados principales de las tres simulaciones se presentan en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3. Precio, demanda y capacidad de generación obtenidos de las simulaciones del mercado Noruego.

AÑO	PRECIO NOK/MWh			DEMANDA TWh/año			CAPACIDAD DE GENERACIÓN TWh/año		
	M1	M2	M3	M1	M2	M3	M1	M2	M3
2000	162.5	162.5	164.0000	127	127	127.0000	118.0500	118.0500	118.0500
2001	162.5	162.5	260.9874	127.1727	127.1727	120.5475	118.0500	118.0500	118.0500
2002	162.5	162.5	244.0786	127.7129	127.7129	117.4264	118.0500	118.0500	118.0500
2003	162.5	162.5	226.0628	128.5023	128.5023	116.7896	118.6935	118.6935	122.1090
2004	162.5	162.5	209.4084	129.4622	129.4622	117.8190	119.2099	119.1408	126.3504
2005	200	200	199.3067	130.54	130.54	119.6063	119.6553	119.2147	130.5216
2006	200	225	193.6913	130.7935	130.7935	121.6315	119.9015	119.2147	134.0864
2007	162.5	162.5	193.5066	131.4002	130.7892	123.4352	123.2622	122.4262	135.1926
2008	137.5	137.5	197.5591	133.1723	132.765	124.7878	126.8576	126.5385	135.1926
2009	162.5	162.5	202.1484	135.4327	135.1612	125.7833	127.2256	126.8326	135.1926
2010	162.5	162.5	205.9836	136.7767	136.5956	126.5769	127.2256	126.8326	135.1926
2011	200	200	207.7554	138.1375	138.0168	127.3888	127.2256	126.8326	136.1424
2012	200	200	205.5751	138.5511	138.4706	128.5225	127.2256	126.8326	138.7920
2013	162.5	162.5	201.2674	139.2913	139.2377	130.0415	130.6909	130.2696	141.9920
2014	160	160	197.6492	141.2367	141.2009	131.7881	134.2773	133.7599	145.1920
2015	162.5	162.5	196.1877	143.0835	143.0597	133.5332	134.3594	133.7599	147.3687
2016	162.5	162.5	197.6480	144.7372	144.7213	135.0489	134.3594	133.7599	147.9503
2017	200	225	201.2276	146.3331	146.3225	136.2385	134.3594	133.7599	147.9503
2018	225	225	205.2566	146.8729	146.1842	137.1626	134.3594	133.7599	147.9503
2019	162.5	162.5	206.8385	147.0375	146.5784	138.1070	138.1072	137.5186	149.2300
2020	160	160	204.2742	149.3769	149.0708	139.4130	141.9421	144.7469	152.3142
2021	162.5	160	200.4209	151.5203	151.3162	141.0720	142.2095	144.8891	155.5590
2022	162.5	162.5	197.6396	153.3976	153.3325	142.9047	142.2095	144.8891	158.7590
2023	225	162.5	196.4339	155.1729	155.1295	144.7345	142.2095	144.8891	161.1712
2024	225	200	197.1233	155.0766	156.8567	146.4034	142.2095	144.8891	162.3394
2025	162.5	200	199.2827	155.5287	157.4462	147.8364	145.9630	144.8891	162.7902
2026	160	162.5	202.1201	158.1968	158.368	149.0459	153.1907	148.6400	163.3035
2027	160	160	203.4425	160.5953	160.6348	150.2392	153.4117	152.3769	164.7768
2028	162.5	162.5	201.9771	162.7456	162.7719	151.6739	153.4117	152.3769	167.6520
2029	162.5	200	199.2007	164.6598	164.6774	153.3933	153.4117	152.3769	170.9874
2030	225	225	196.9050	166.4977	165.3572	155.2820	153.4117	152.3769	174.3260

De la Tabla 5.3 se observa que en el modelo 3, el precio de la energía eléctrica tiene una súbita elevación en los primeros años de simulación, esto se debe a que se utiliza una

ecuación para su cálculo (Ecuación 4.2) y que el tiempo de resolución es de tres días, en lugar de utilizar un algoritmo de programación lineal. En la Figura 5.16, se puede ver que el comportamiento del precio en los tres modelos es oscilatorio y para la simulación en el modelo 3, tiende a estabilizarse en un valor aproximado de 200 \$/MWh.

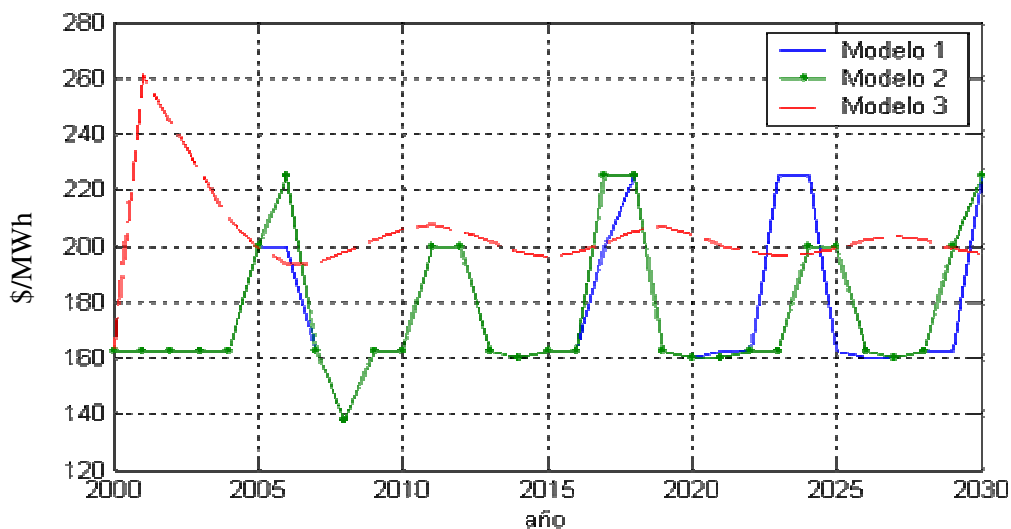


Figura 5.16. Comparación del precio de la energía eléctrica, mercado Noruego.

En la Figura 5.17 se puede observar que de los tres modelos, la capacidad de generación de energía eléctrica crece más en el modelo 3, siendo superior en aproximadamente 20 TWh/año respecto a los modelos 1 y 2.

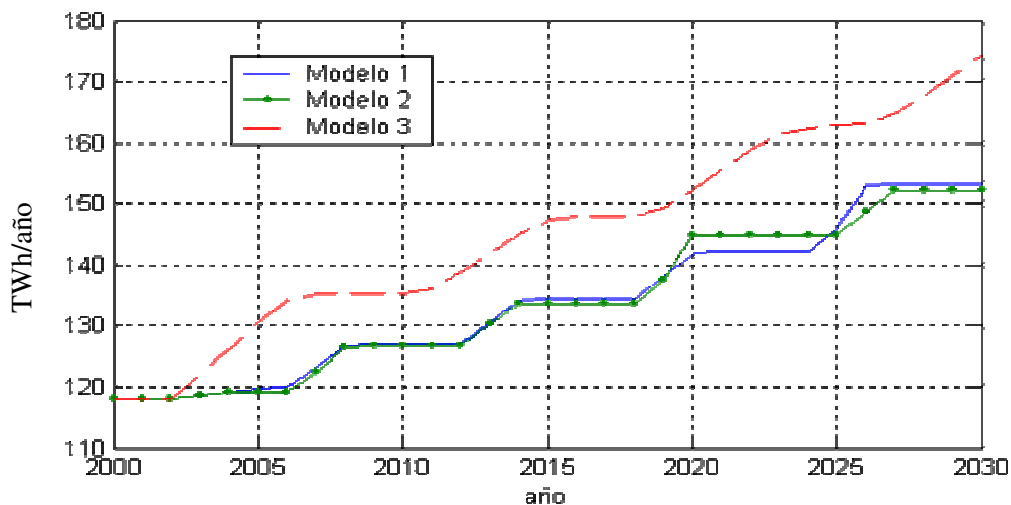


Figura 5.17. Comparación de la capacidad de generación de energía eléctrica, mercado Noruego.

La Figura 5.18 muestra que la demanda de energía eléctrica crece más en el modelo 1, la diferencia entre los modelos 1 y 2 es mínima (1 TWh/año), pero respecto al modelo 3 si se nota la diferencia en el comportamiento de la demanda de energía eléctrica, esta diferencia es de 10 TWh/año aproximadamente.

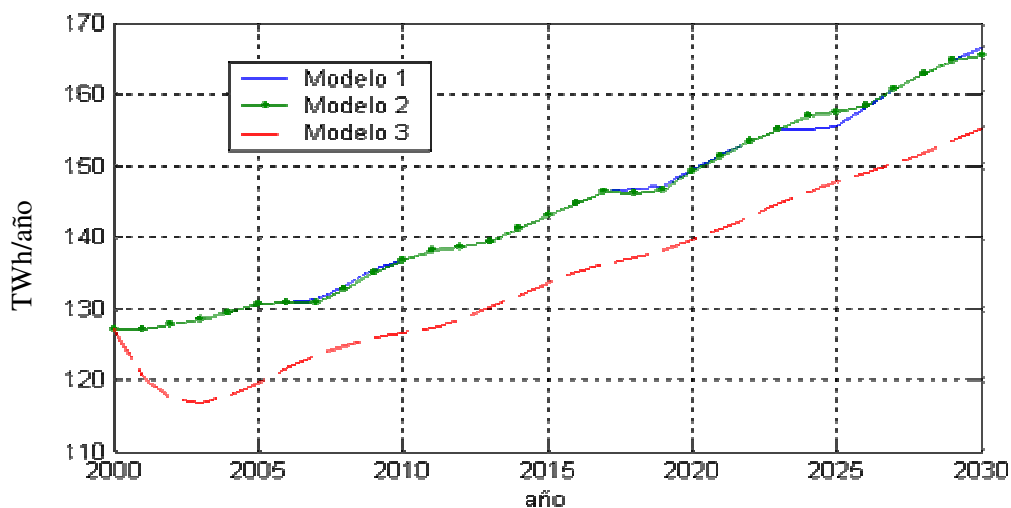


Figura 5.18. Comparación de la demanda de energía eléctrica, mercado Noruego.

5.6 DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO

El mercado eléctrico Mexicano es un mercado regulado por el gobierno y el precio de la energía eléctrica está subsidiado, aún así para cuestiones internas de CFE (Comisión Federal de Electricidad), cada año se calcula el precio de la energía eléctrica suponiendo que es un mercado desregulado y funciona bajo el objetivo de maximizar el beneficio socioeconómico, bajo esta consideración se analiza el mercado eléctrico Mexicano en este trabajo. Las condiciones iniciales se describen para el año 2001. En el modelado de la demanda se considera que ésta presenta un crecimiento de 5.6% anual total, la demanda es dividida en 6 tipos de demanda de acuerdo a las clases tarifarias, la división de la demanda es: industria grande, industria mediana, residencial, comercial, agrícola y de servicios [CFE 2002]. Los principales datos iniciales de la demanda de energía eléctrica se muestran en la Tabla 5.4.

En el modelado del sistema de generación del mercado eléctrico Mexicano se identifican 7 tipos de tecnologías de generación, las cuales son: térmica, ciclo combinado,

hidráulica, carbón, nuclear, geotérmica y eólica, siendo la generación térmica la dominante al inicio de la simulación con una capacidad instalada de 18906.3 MW, la capacidad total instalada al inicio de la simulación es de 38518.5 MW [CFE 2002]. En la simulación se considera que el precio de la energía eléctrica es calculado mediante un algoritmo de programación lineal. Los principales datos iniciales que intervienen en el comportamiento del sistema de generación de energía eléctrica se muestran en la Tabla 5.5. El mercado es simulado para un periodo de tiempo de 15 años, el cual inicia en el año 2001 y termina en el año 2016.

Tabla 5.4. Datos iniciales para la demanda del mercado Mexicano [CFE 2002].

Tipo de demanda	fcd	tarifa	e	% de la dem. total
Industria grande	6.3 % anual	533 \$/MWh	0.40	24.5%
Industria mediana	6.8 % anual	720 \$/MWh	0.35	34.5%
Residencial	4.5 % anual	1450 \$/MWh	0.10	24%
Comercial	4.8 % anual	1220 \$/MWh	0.30	8%
Agrícola	2.5 % anual	1080 \$/MWh	0.31	5%
Servicios	3.4 % anual	1260 \$/MWh	0.31	4%

Tabla 5.5. Datos iniciales del sistema de generación del mercado Mexicano [CFE 2002].

Variable	térmica	Ciclo c	Hidro	Carbón	Nuclear	Geotérmica	Eólica	unidades
RR	50000	50000	50000	50000	0	500	50	MW
CGA	18906.3	5188	9619.2	2600	1364.9	837.9	2.2	MW
ta	1	1	1	1	1	1	1	años
tc	2	2	2	2	1	2	0.5	años
tac	50	50	50	50	50	50	50	%
maxn	700	3000	700	700	1400	700	4	MW
n	30	40	40	40	40	30	20	años
II	0	0	0	0	0	0	0	\$/kW
Iin	15714	5599	7857	14828	22715	15714	12571	\$/kW
COM	63	31	31.5	57.42	98.67	63	58	\$/MWh
CC	189	185	0	98.45	64	189	0	\$/MWh
k	0.005	0.012	0.002	0.007	0.007	0.005	0.014	
FC	7000	6570	3500	6570	6570	8322	6570	h/año
Trr	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	% anual
Des	2	2	2	2	2	2	2	% anual
Fi-Des	2.2973	2.8277	2.8277	2.8277	2.8277	2.2973	1.8151	
Fi	2.7915	3.5353	3.5353	3.5353	3.5353	2.7915	2.1134	
Fi+Des	3.3159	4.2789	4.2789	4.2789	4.2789	3.3159	2.4299	

5.7 SIMULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO, CASO BASE

En el caso base, se asume que las tarifas de precio de la demanda se mantienen fijas durante el periodo de análisis. Se asume que las decisiones de inversión están basadas solo en racionalidades económicas y dependen directamente del precio calculado. Las decisiones de inversión son tomadas al inicio de cada año de simulación.

En la Figura 5.19 se muestra el comportamiento de la demanda de energía para el caso base, el valor inicial de la demanda es de 157.204 TWh/año en el año 2001 y al final de la simulación se espera una demanda de 361.988 TWh/año en el año 2016.

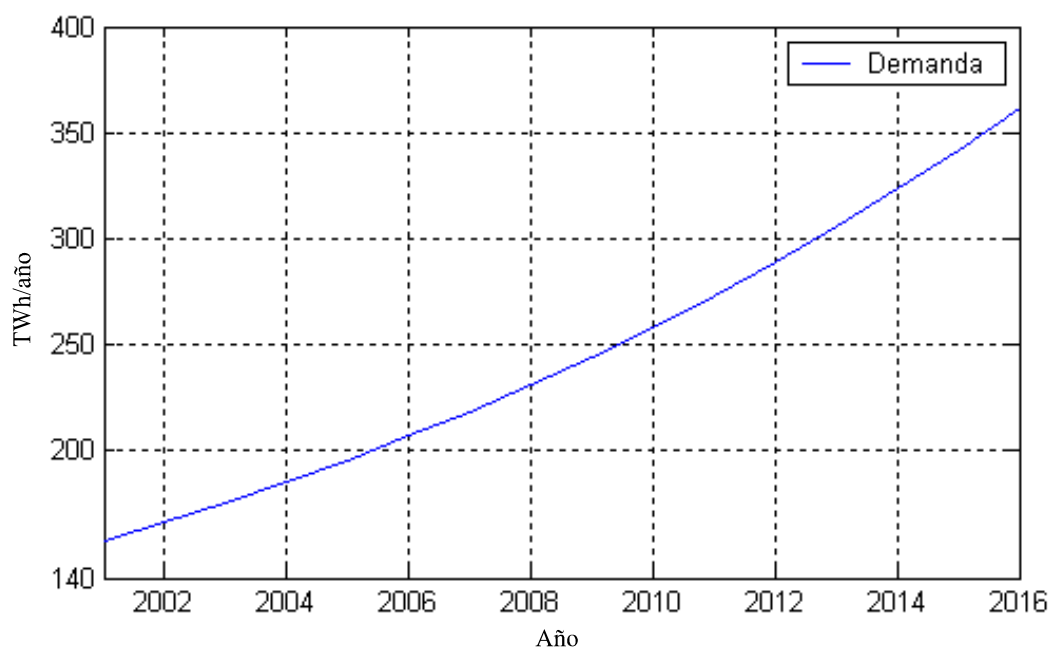


Figura 5.19. Comportamiento de la demanda para el caso base.

En la Figura 5.20 se muestra el comportamiento de la demanda de energía eléctrica por tipo de demanda de acuerdo a la clase tarifaria.

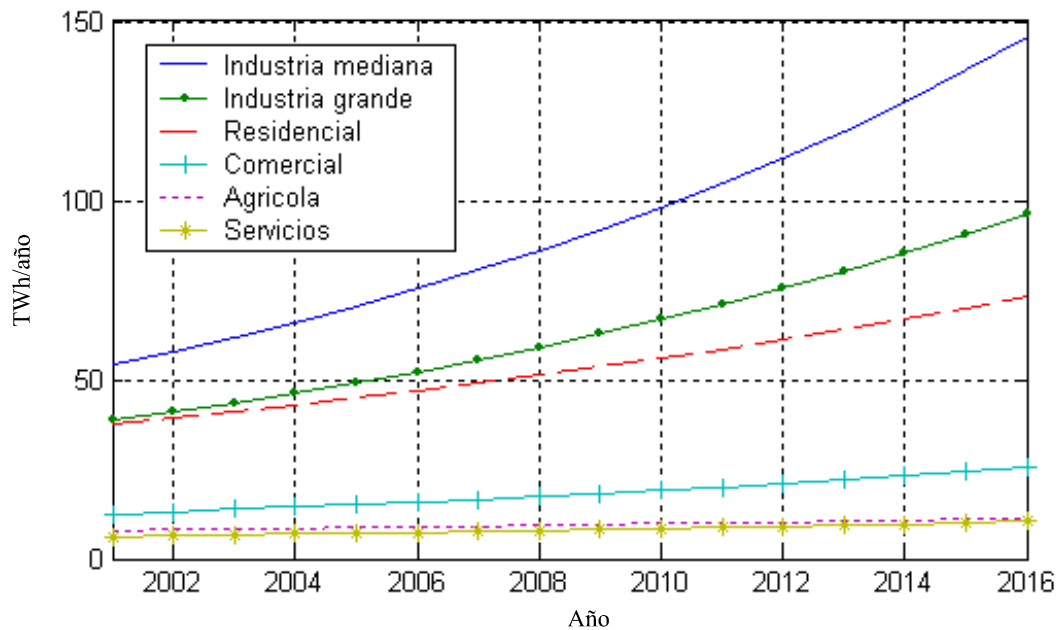


Figura 5.20. Comportamiento de la demanda por clase tarifaria para el caso base.

En la Figura 5.20 se observa que la demanda de industria mediana presenta mayor crecimiento respecto a las demás, crece de un valor de 54.235 TWh/año a un valor de 145.496 TWh/año. Por el otro lado, la demanda de servicios es la que presenta menor crecimiento, crece de un valor de 6.288 TWh/año al inicio de la simulación, a un valor de 10.383 TWh/año al final de la simulación.

En la Figura 5.21 se muestra el comportamiento de la capacidad de generación de energía eléctrica respecto al precio, debido a que al inicio del periodo de simulación la capacidad de generación es mayor que la demanda, el precio de la energía es bajo, de forma que el factor de rentabilidad interno es insuficiente para tomar la decisión de invertir, por lo tanto, en los primeros años de la simulación el incremento que se presenta en la capacidad de generación se debe a los proyectos bajo construcción. En el año 2010 el precio se incrementa de 252 \$/MWh a 533 \$/MWh, con esto se incrementa el factor de rentabilidad interno y se decide invertir en nueva capacidad de generación, pero debido a los tiempos de aprobación de proyectos y de construcción, el incremento en la capacidad de generación se refleja con mayor fuerza hasta el año 2014. Al inicio del año 2001 la capacidad de

generación de energía eléctrica es de 233.133 TWh/año y al final del periodo de simulación se espera de 305.348 TWh/año.

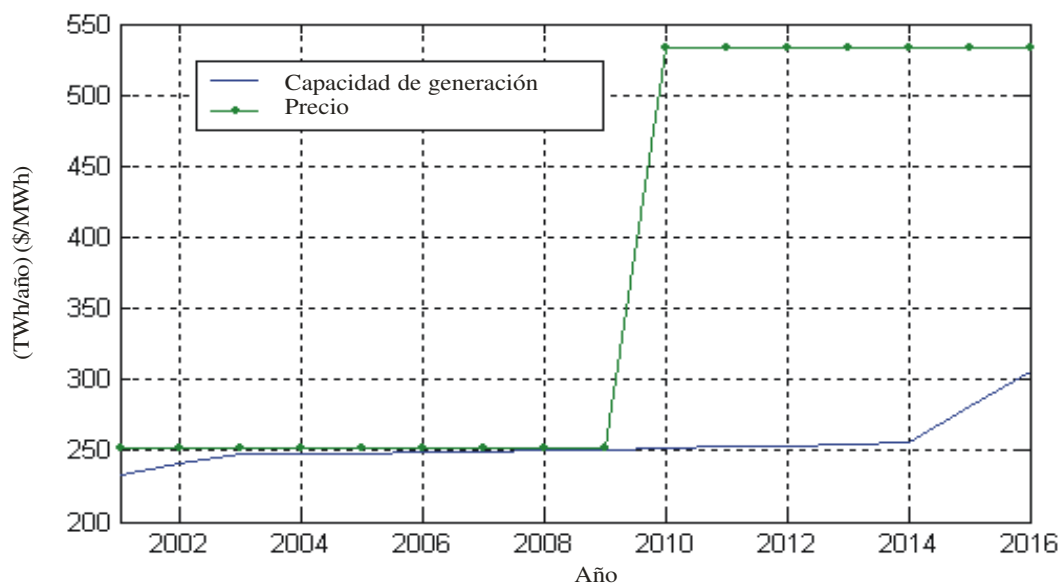


Figura 5.21. Comportamiento de la capacidad de generación para el caso base.

La Figura 5.22 muestra la adquisición de nueva capacidad de generación para las tecnologías de ciclo combinado e hidráulica.

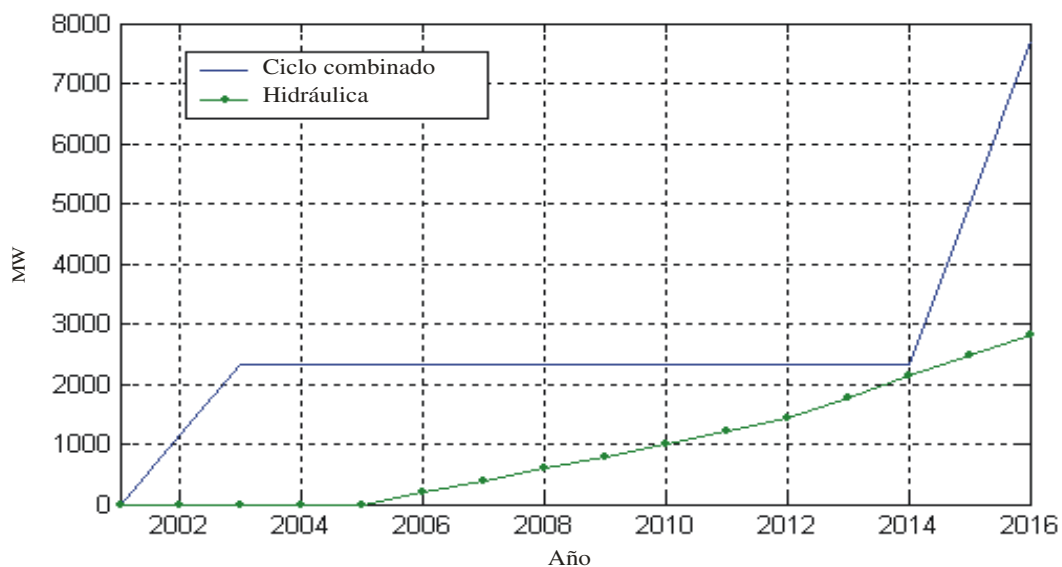


Figura 5.22. Nueva capacidad de generación de ciclo combinado e hidráulica para el caso base.

En la Figura 5.22 se muestra que la capacidad de ciclo combinado crece 7710 MW y la capacidad hidráulica crece 2827 MW.

La Figura 5.23 muestra la adquisición de nueva capacidad de generación para las tecnologías de carbón, termal y geotérmica.

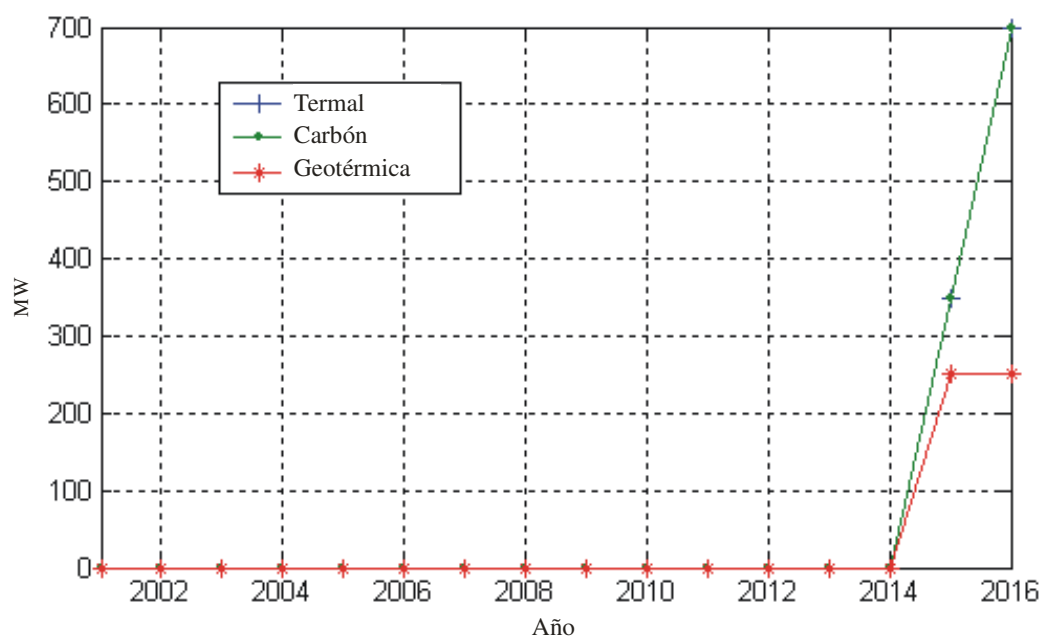


Figura 5.23. Nueva capacidad de generación termal, de carbón y geotérmica para el caso base.

En la Figura 5.23 se observa que la capacidad tanto termal como de carbón crecen 700 MW y la capacidad geotérmica crece 250 MW.

La Figura 5.24 muestra la adquisición de nueva capacidad de generación para las tecnologías nuclear y eólica. Se muestra que la capacidad de generación nuclear se mantiene sin incremento, mientras que la capacidad eólica se incrementa 12.93 MW

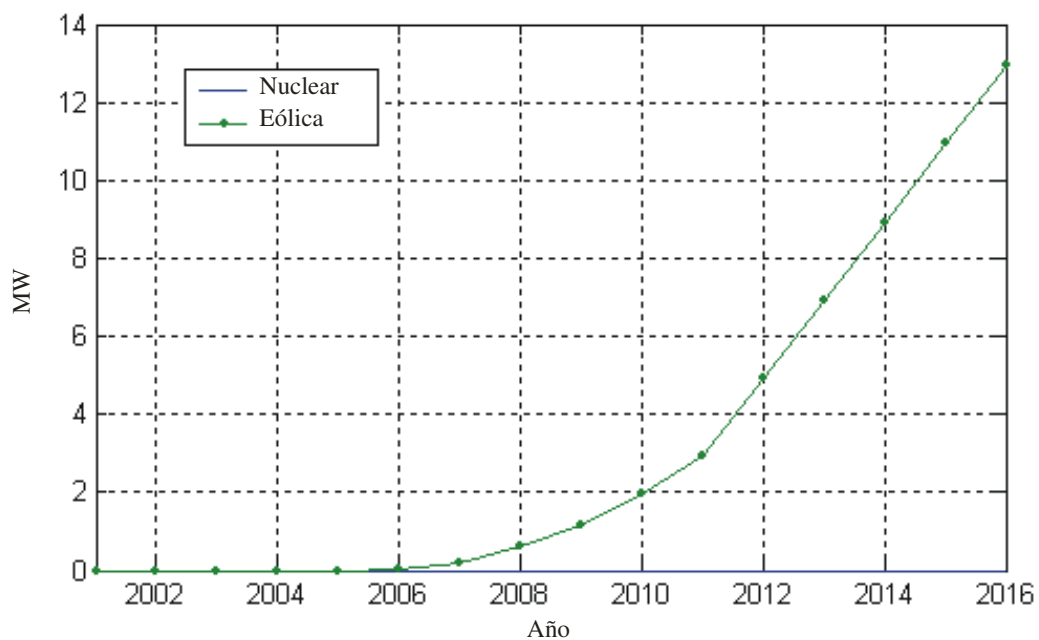


Figura 5.24. Nueva capacidad de generación nuclear y eólica para el caso base.

Por último en la Figura 5.25 se observa el comportamiento de la demanda y la capacidad de generación de energía eléctrica.

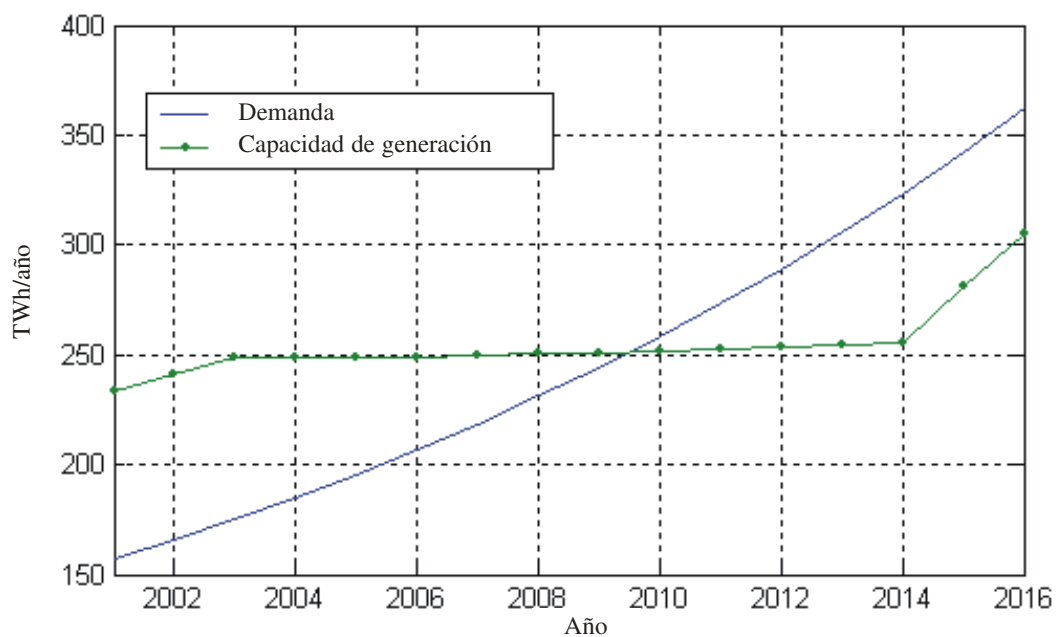


Figura 5.25. Comportamiento de la demanda y la capacidad de generación para el caso base.

La Figura 5.25 muestra el momento en el cual la demanda rebasa la capacidad de generación, en este punto, el precio de la energía eléctrica se eleva, ya que es mayor la demanda que la oferta de energía eléctrica, a partir de esta alza en el precio de la energía eléctrica, el factor de rentabilidad interno se eleva, y por lo tanto es rentable invertir en nueva capacidad de generación.

En la Figura 5.25, al final de la simulación se observa que la capacidad de generación es menor que la demanda de energía eléctrica, esto se debe a que el comportamiento de la demanda es independiente del precio de la energía eléctrica y a los tiempos requeridos por el sistema de generación para responder a las variaciones del precio.

Los principales resultados obtenidos de esta simulación, incluyendo la capacidad bajo construcción y la capacidad de proyectos aprobados, se presentan en la Tabla 5.6, donde son comparados con los resultados de siguiente caso.

5.8 SIMULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO CASO SIN SUBSIDIO

En el caso sin subsidio, se asume que las tarifas del precio de la demanda se incrementan anualmente, de forma que al final de la simulación las tarifas no cuenten con ningún subsidio. Se asume que las decisiones de inversión están basadas solo en racionalidades económicas y dependen directamente del precio calculado. Las decisiones de inversión son tomadas al inicio de cada año de simulación.

En la Figura 5.26 se muestra el comportamiento de la demanda de energía. En el caso sin subsidio, el comportamiento de la demanda depende de su tasa de crecimiento y de la elasticidad de ésta respecto a las variaciones en las tarifas, la tasa de crecimiento es de 5.6% anual y la elasticidad de la demanda varía dependiendo del tipo de demanda, la elasticidad de la demanda refleja la rapidez con que reacciona la demanda a las variaciones en las tarifas, es de esperarse que la demanda industrial responda con mayor rapidez a las variaciones en las tarifas, el valor inicial de la demanda es de 157.204 TWh/año y al final de la simulación, en el año 2016 se espera una demanda de 327.907 TWh/año.

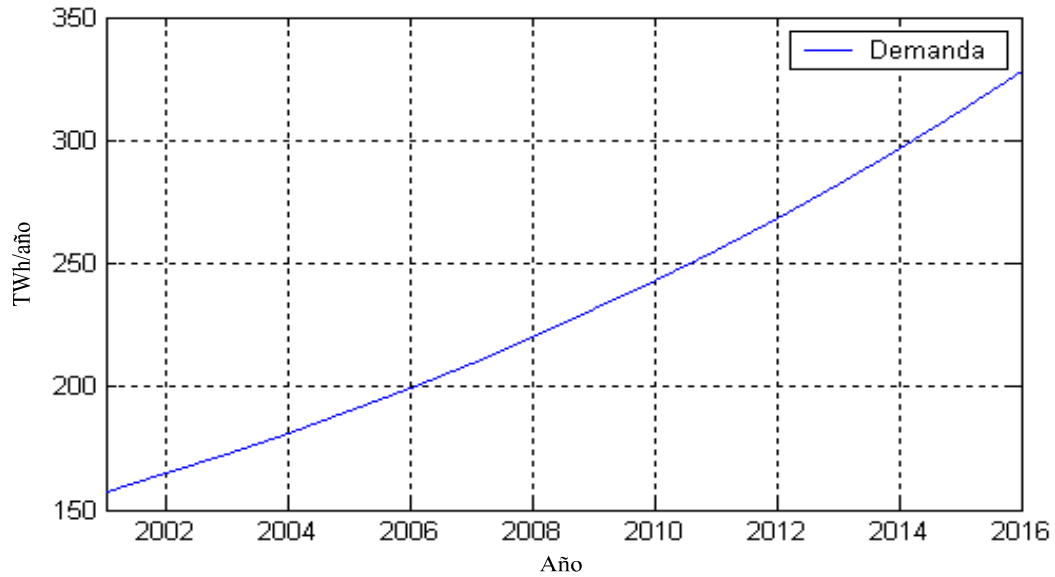


Figura 5.26. Comportamiento de la demanda para el caso sin subsidio.

En la Figura 5.27 se muestra el comportamiento de la demanda de energía eléctrica por tipo de demanda de acuerdo a las clases tarifarias.

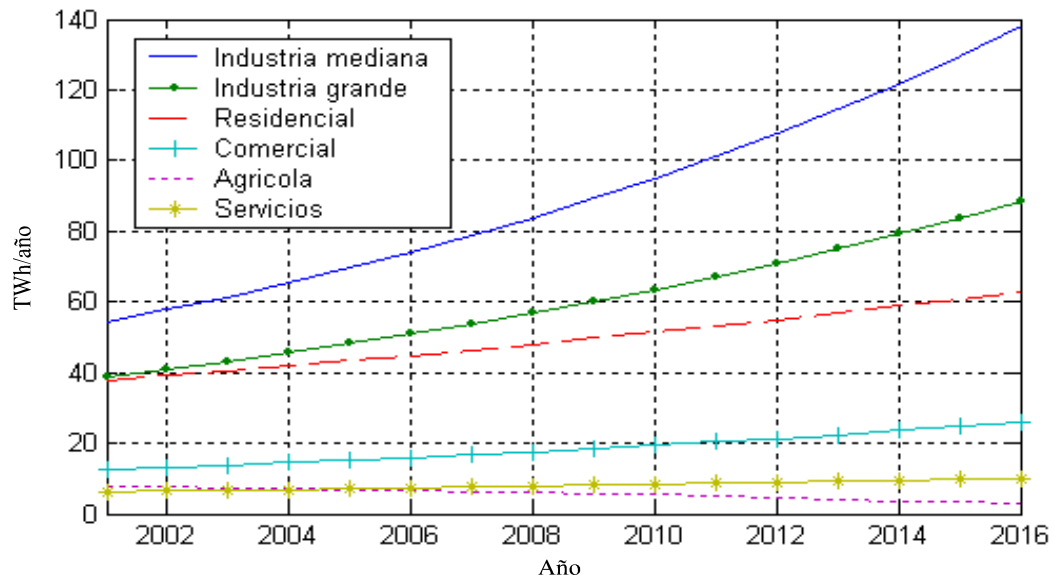


Figura 5.27. Comportamiento de la demanda por clase tarifaria para el caso sin subsidio.

En la Figura 5.27 se observa que la demanda que presenta mayor crecimiento es la de industria mediana, que crece de un valor de 54.235 TWh/año, a un valor de 137.886 TWh/año. En esta simulación se observa que todos los tipos de demanda disminuyen en su valor final con respecto al caso base, además se observa que la demanda agrícola en vez de aumentar, disminuye en su valor durante la simulación, de un valor de 7.86 TWh/año a un valor de 2.74 TWh/año, esto se debe a que este tipo de demanda es la que tiene el mayor subsidio al inicio de la simulación y por lo tanto es la que presenta un mayor incremento en su tarifa, con este incremento, su elasticidad, es decir su capacidad de respuesta a las variaciones en el precio provoca esta disminución en su demanda de energía eléctrica.

En la Figura 5.28 se muestra el comportamiento de la capacidad de generación respecto al precio, debido a que al inicio del periodo de simulación la capacidad de generación es mayor que la demanda, el precio de la energía es bajo, de forma que el factor de rentabilidad interno es insuficiente para tomar la decisión de invertir, por lo tanto, el incremento que se presenta al inicio de la simulación en la capacidad de generación es debido a los proyectos bajo construcción.

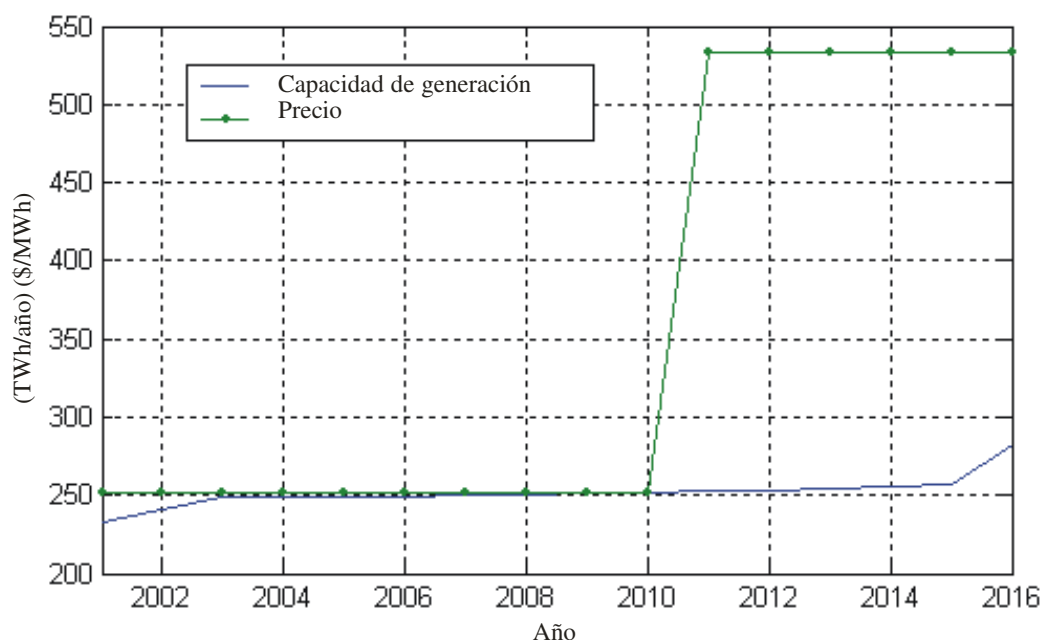


Figura 5.28. Comportamiento de la capacidad de generación para el caso sin subsidio.

La Figura 5.28 muestra que en el año 2011 el precio se incrementa de 252 \$/MWh a 533 \$/MWh, con esto se incrementa el factor de rentabilidad interno y se decide invertir en nueva capacidad de generación, pero debido a los tiempos de aprobación de proyectos y de construcción, el incremento en la capacidad de generación se refleja hasta el año 2015. Al inicio del año 2001 la capacidad de generación es de 233.133 TWh/año y al final del periodo de simulación se espera de 282.395 TWh/año.

En la Figura 5.29 se muestra la adquisición de nueva capacidad de generación para las tecnologías de ciclo combinado e hidráulica. Se muestra que la capacidad de ciclo combinado crece 5010 MW y la capacidad hidráulica crece 2696 MW.

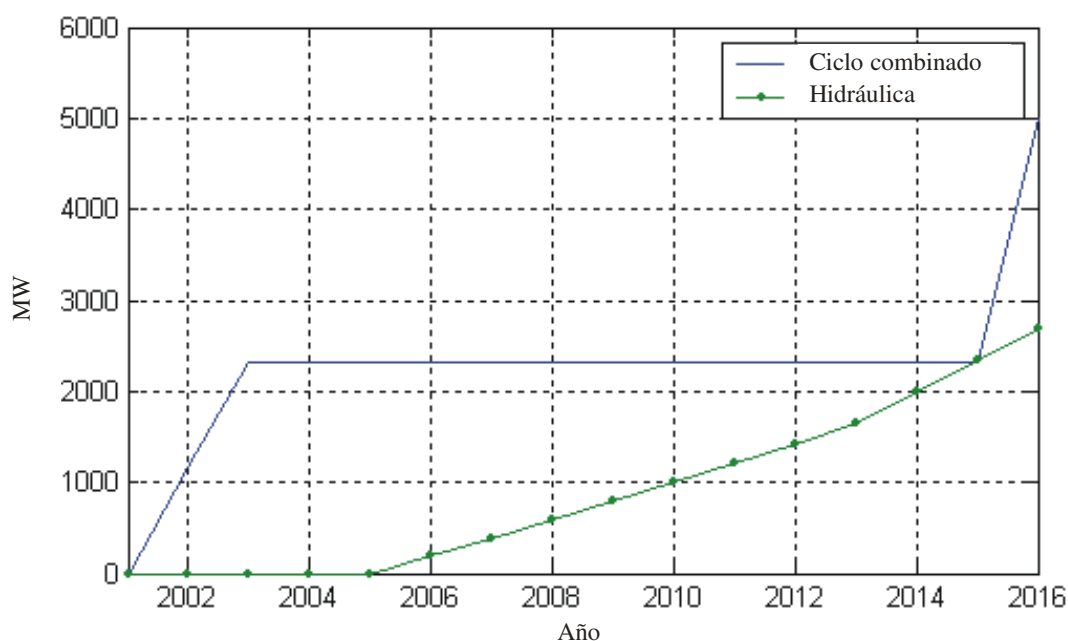


Figura 5.29. Nueva capacidad de generación de ciclo combinado e hidráulica para el caso sin subsidio.

La Figura 5.30 muestra la adquisición de nueva capacidad de generación para las tecnologías termal, de carbón y geotérmica. Se observa que la capacidad termal y de carbón crece cada una 350 MW durante la simulación, y la capacidad geotérmica crece 250 MW durante el periodo de simulación.

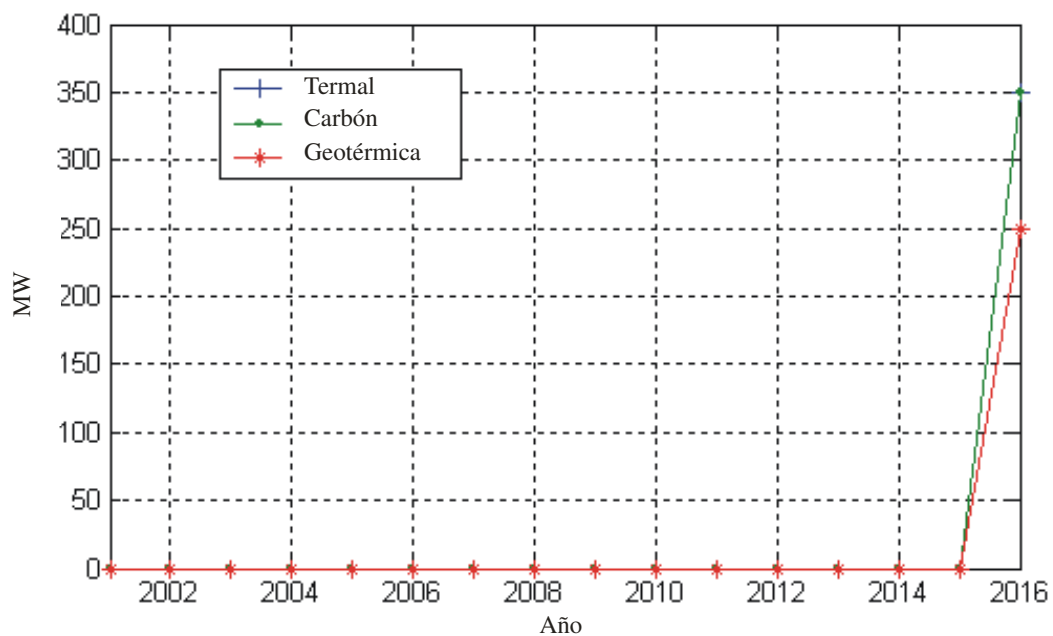


Figura 5.30. Nueva capacidad de generación termal, de carbón y geotérmica para el caso sin subsidio.

La Figura 5.31 muestra la adquisición de nueva capacidad de generación para las tecnologías nuclear y eólica.

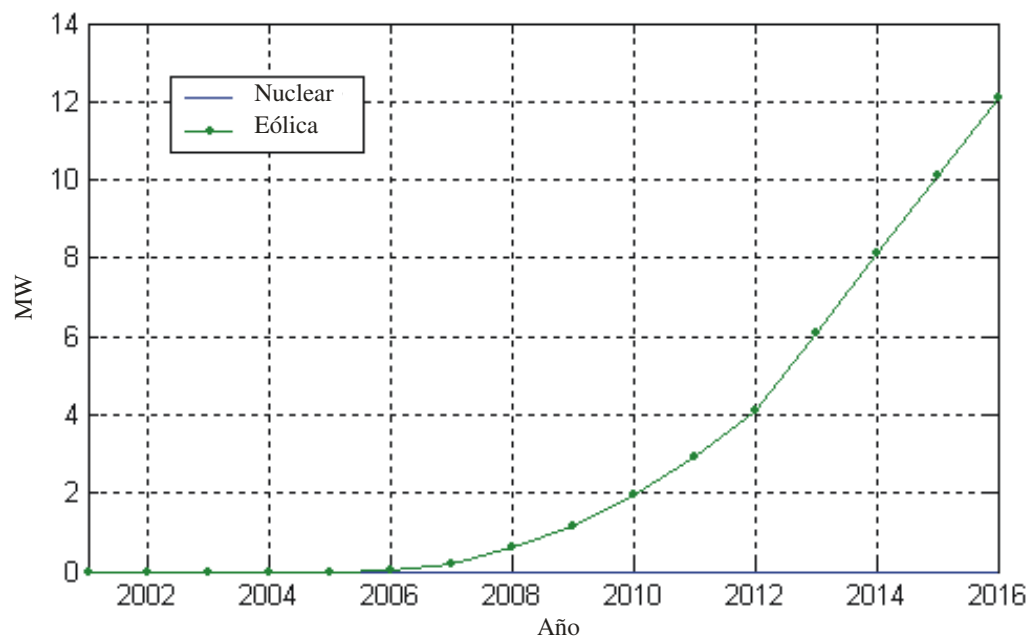


Figura 5.31. Nueva capacidad de generación nuclear y eólica para el caso sin subsidio.

En la Figura 5.31 se observa que la capacidad de generación nuclear se mantiene sin incremento durante la simulación. Se observa que la capacidad de generación eólica se incrementa 12.11 MW.

Por último en la Figura 5.32 se observa el comportamiento de la demanda y la capacidad de generación. Se muestra el momento en el cual la demanda rebasa la capacidad de generación, en este punto, el precio de la energía eléctrica se eleva, ya que es mayor la demanda que la oferta de energía eléctrica, a partir de esta alza en el precio de la energía eléctrica, el factor de rentabilidad interno se eleva, y por lo tanto es rentable invertir en nueva capacidad de generación

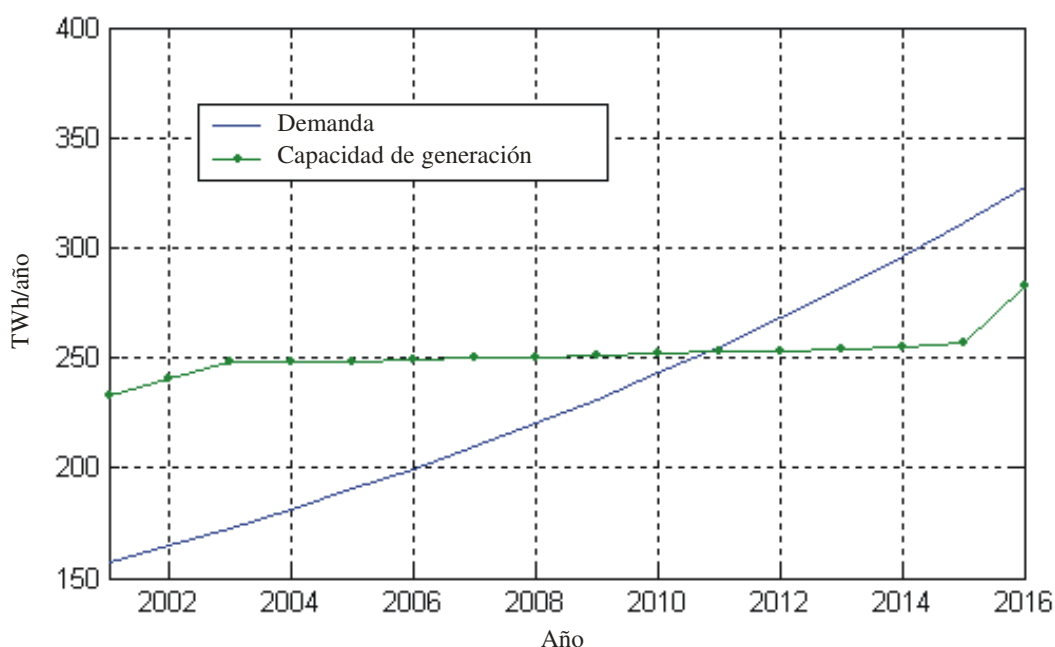


Figura 5.32. Comportamiento de la demanda y la capacidad de generación para el caso sin subsidio.

La Tabla 5.6 muestra los resultados más interesantes de las simulaciones del mercado eléctrico Mexicano, algunos datos interesantes de la Tabla 5.6 se explican para mostrar el comportamiento del mercado Mexicano bajo los dos casos de simulación.

Tabla 5.6. Precio, demanda, capacidad de generación, capacidad bajo construcción y capacidad aprobada obtenidos de las simulaciones del mercado Mexicano.

AÑO	PRECIO \$/MWh		DEMANDA TWh/año		CAPACIDAD DE GENERACIÓN TWh/año		CAPACIDAD BAJO CONSTRUCCIÓN MW		CAPACIDAD APROBADA MW	
	C1	C2	C1	C2	C1	C2	C1	C2	C1	C2
2001	252	252	157.20	157.20	233.13	233.13	2310	2310	0	0
2002	252	252	166.03	164.84	240.72	240.72	1155	1155	0	0
2003	252	252	175.38	172.88	248.31	248.31	0	0	351.43	351.42
2004	252	252	185.28	181.36	248.31	248.31	192.71	192.71	510.33	510.33
2005	252	252	195.77	190.31	248.31	248.31	389.15	389.15	665.71	665.71
2006	252	252	206.88	199.74	248.98	248.98	396.77	396.77	817.36	817.36
2007	252	252	218.65	209.69	249.67	249.67	404.43	404.43	965.09	965.08
2008	252	252	231.12	220.18	250.38	250.38	412.09	412.09	1108.88	1108.88
2009	252	252	244.34	231.25	251.09	251.09	419.77	419.77	1248.73	1248.73
2010	533	252	258.35	242.93	251.83	251.83	427.47	427.47	1384.63	1384.63
2011	533	533	273.20	255.25	252.57	252.57	567.13	435.19	1384.63	1516.56
2012	533	533	288.94	268.25	253.33	253.33	702.00	570.89	5034.63	1516.56
2013	533	533	305.63	281.98	254.58	254.11	4352.00	702.00	4784.63	5166.56
2014	533	533	323.33	296.47	255.81	255.35	7752.00	4352.00	4909.63	4916.56
2015	533	533	342.09	311.76	281.62	256.59	7627.00	7752.00	4784.63	5041.56
2016	533	533	361.99	327.91	305.35	282.39	7627.00	7627.00	4847.13	4916.56

De la Tabla 5.6 se puede observar que el comportamiento dinámico del mercado eléctrico Mexicano es el mismo en los dos casos de simulación. En lo que al comportamiento del precio se refiere, se observa que el incremento del precio solo se retrasa un año en el caso sin subsidio respecto al caso base como se muestra en la Figura 5.33.

El comportamiento de la demanda es independiente del precio de la energía eléctrica para ambos casos de simulación. Por lo tanto, como se muestra en la Figura 5.34 su comportamiento es creciente y no presenta variaciones.

En la figura 5.35 se muestra el comportamiento de la capacidad de generación, se observa que la igual que el precio de la energía eléctrica, el comportamiento dinámico es el mismo, y solo se ve retrasado por un año el caso sin subsidio respecto al caso base.

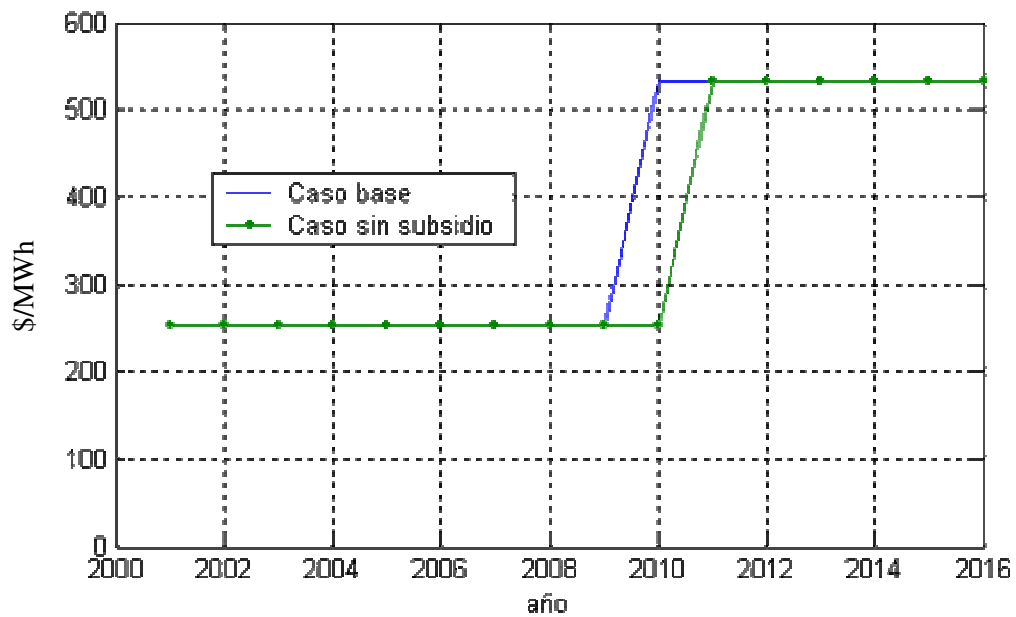


Figura 5.33. Comparación del precio de la energía eléctrica, mercado Mexicano.

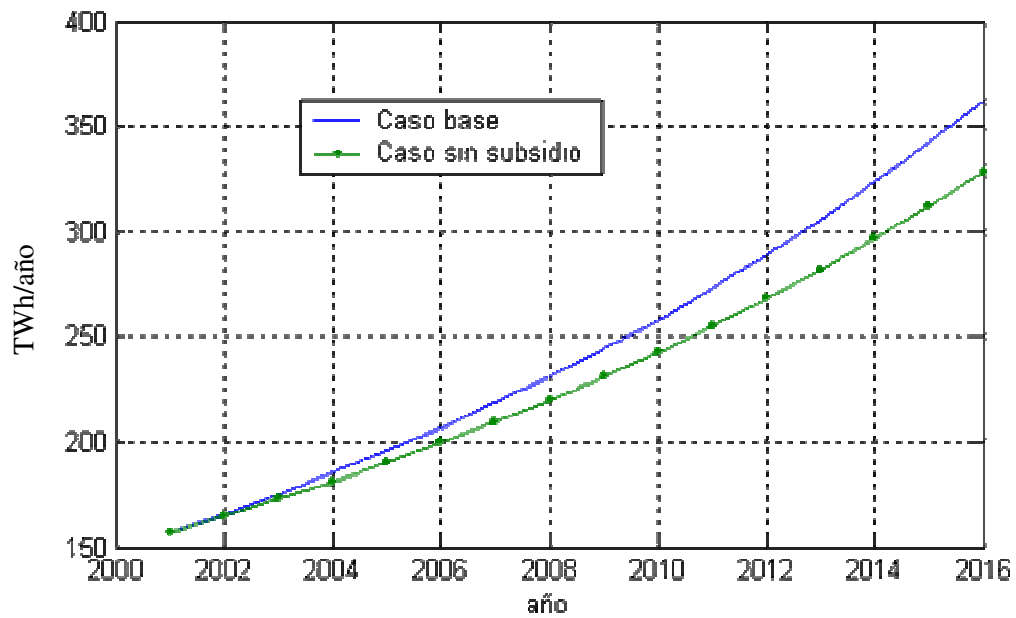


Figura 5.34. Comparación de la demanda de energía eléctrica, mercado Mexicano.

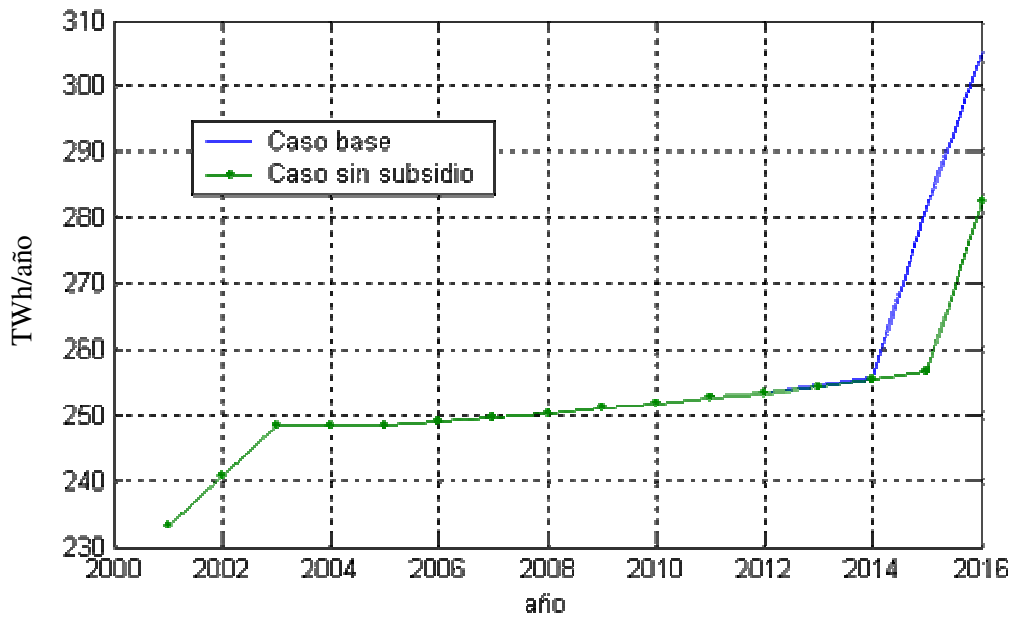


Figura 5.35. Comparación de la capacidad de generación de energía eléctrica, mercado Mexicano.

De las simulaciones anteriores, se puede concluir, que debido a que el mercado eléctrico Mexicano es un mercado regulado, en el que el precio de la energía está subsidiado y el comportamiento de la demanda depende principalmente del crecimiento poblacional, se puede llegar a presentar un periodo de déficit de capacidad de energía eléctrica si el precio de la energía eléctrica no da factores de rentabilidad internos suficientemente altos para decidir invertir en nueva capacidad de generación.

5.9 CONCLUSIONES

De los resultados obtenidos de las simulaciones del mercado Noruego en los tres modelos presentados en este trabajo, se concluye que bajo la consideración de maximizar el beneficio socioeconómico a la hora de calcular el precio de la energía eléctrica (modelos 1 y 2), se tendrá déficit de capacidad durante todo el periodo de simulación. Es decir, la capacidad de generación no es capaz de cubrir la demanda de energía eléctrica, y se tendrá la necesidad de importar energía de las regiones vecinas.

Al analizar los resultados obtenidos en el modelo 3, se concluye que al calcular el precio de la energía eléctrica a corto plazo, la capacidad de generación de energía eléctrica será mayor que la demanda y por lo tanto existirá sobrecapacidad.

De los resultados obtenidos al analizar el mercado eléctrico Mexicano en el modelo 2, bajo la consideración de que las decisiones de inversión dependen de racionalidades económicas, se concluye que bajo una operación donde existe subsidio de la energía eléctrica y el cobro de ésta es mediante tarifas fijas, y por lo tanto el comportamiento de la demanda depende principalmente del crecimiento poblacional, se puede llegar a presentar un periodo de déficit de capacidad de energía eléctrica si el precio de la energía eléctrica no da factores de rentabilidad internos suficientemente altos para decidir invertir en nueva capacidad de generación.

Del análisis del caso sin subsidio, bajo la consideración de que las decisiones de inversión dependen de racionalidades económicas, se concluye que bajo una operación donde el subsidio de la energía eléctrica se va eliminado paulatinamente, se puede llegar a presentar un periodo de déficit de capacidad de energía eléctrica si el precio de la energía eléctrica no da factores de rentabilidad internos suficientemente altos para decidir invertir en nueva capacidad de generación.

En conclusión, en el mercado eléctrico Mexicano las decisiones de inversión en nueva capacidad de inversión son tomadas bajo la consideración de minimizar el costo de suministrar la energía eléctrica demandada. Y bajo racionalidades económicas, estas decisiones no son rentables.

6 CONCLUSIONES, APORTACIONES Y RECOMENDACIONES.

6.1 INTRODUCCIÓN

En esta tesis se presenta a la Dinámica de Sistemas como una herramienta para el análisis de los mercados eléctricos a largo plazo. El desarrollo de la tesis está enfocada principalmente en dos aspectos: primero en mostrar a la Dinámica de Sistemas como una herramienta para el análisis de cualquier clase de sistema y segundo en desarrollar modelos con este enfoque que simulen el comportamiento de los mercados eléctricos a largo plazo. Estos modelos de simulación pueden ser aplicados a cualquier mercado eléctrico.

6.2 CONCLUSIONES

Las conclusiones más relevantes de este trabajo surgen del hecho de analizar el sistema eléctrico mediante el enfoque del Pensamiento Sistémico, utilizando a la Dinámica de Sistemas como la metodología para analizar el mercado eléctrico.

Como conclusión se puede decir que gracias al Pensamiento Sistémico, se vio desde otro enfoque el comportamiento de los mercados eléctricos a largo plazo y utilizando la Dinámica de Sistemas se incluyeron elementos tangibles y no tangibles a la hora de crear

los modelos de simulación, así como también los tiempos requeridos por los procesos de aprobación de proyectos y construcción de nuevas plantas de generación.

De las simulaciones realizadas para el mercado eléctrico Noruego, donde el objetivo era mostrar el comportamiento de este mercado, así como mostrar la dinámica de los tres modelos desarrollados en Dinámica de Sistemas, se concluye lo siguiente.

- Al analizar el mercado eléctrico Noruego bajo la consideración de que el precio de la energía eléctrica es calculado mediante un algoritmo de programación lineal que busca maximizar el beneficio socioeconómico (modelos 1 y 2), se observó que durante el periodo de análisis siempre existirá déficit de capacidad de generación.
- Al analizar los resultados obtenidos en el modelo 3, se observó que prácticamente durante todo el periodo de simulación la capacidad de generación es mayor que la demanda de energía eléctrica.
- Al comparar los resultados de los tres modelos para el mercado Noruego, se concluye que el factor principal que rige el comportamiento dinámico de las decisiones de inversión es la forma de calcular el precio de la energía eléctrica. Por lo tanto, a pesar de que el modelo 2 es un modelo 1 mejorado, el comportamiento dinámico del modelo es muy similar al modelo 1, debido a que la forma de calcular el precio de la energía es la misma.
- Del modelo 3 se concluye que, debido a que el cálculo del precio de la energía eléctrica es cada tres días y a pesar de que se obtiene un precio promedio anual, esta forma de calcular el precio cambia completamente el comportamiento del mercado eléctrico en el largo plazo.

De las simulaciones realizadas para el mercado eléctrico Mexicano, se puede concluir que debido a que el mercado Mexicano está regulado por el gobierno y que el cobro de la energía eléctrica es mediante tarifas fijas subsidiadas, si las decisiones de inversión fueran tomadas basadas en racionalidades económicas, existiría un déficit de capacidad al final del periodo de simulación, en el año 2016.

Por lo tanto se concluye que el mercado eléctrico mexicano necesita una reestructuración en su forma de operar y de esta forma permitir la competencia y así mejorar la planeación económica del mercado.

6.3 APORTACIONES

Las aportaciones principales de este trabajo están en tratar de producir un cambio de enfoque a la hora de analizar cualquier sistema y como caso particular, analizar el comportamiento de los mercados eléctricos a largo plazo, las aportaciones se muestran a continuación.

- Se define lo que es el Pensamiento Sistémico y se muestra a la Dinámica de Sistemas como una herramienta para analizar el comportamiento de los sistemas.
- Se describen los diagramas de lazo causal, los cuales capturan los modelos mentales que de un sistema se tienen.
- Se muestra a la Dinámica de Sistemas como una herramienta para el análisis de cualquier clase de sistema.
- Se describen los conceptos fundamentales de la Dinámica de Sistemas: *stock and flow* y retroalimentación
- Se desarrollan 3 modelos creados en Dinámica de Sistemas para el análisis de los mercados eléctricos
- Para el primer y segundo modelo, el cálculo del precio de la energía eléctrica es mediante un algoritmo de programación lineal cuyo objetivo es maximizar el beneficio socioeconómico y es un dato de entrada a los modelos de Dinámica de Sistemas
- El tercer modelo simula el cálculo del precio mediante una ecuación que representa el comportamiento de un mercado spot, el cual es desarrollado en Dinámica de Sistemas

-
- Se simula el comportamiento del mercado eléctrico Noruego durante un periodo de 30 años, empezando en el año 2000 y terminando en año 2030
 - Se simula el comportamiento del mercado eléctrico Mexicano bajo dos escenarios de operación: un caso base y un caso sin subsidio de la energía eléctrica
 - Obtención de resultados de simular el mercado eléctrico Noruego en un periodo de análisis de 30 años, empezando en el año 2000.
 - Resultados de analizar el mercado eléctrico Mexicano para dos escenarios de operación, un escenario base y un escenario sin subsidio.

6.4 RECOMENDACIONES

En esta tesis se mostró a la Dinámica de Sistemas como una herramienta para simular el comportamiento del mercado eléctrico a largo plazo. El software utilizado para los modelos de Dinámica de Sistemas no permite la inclusión de optimización en los modelos, como parte integrada al software, sin embargo, mediante enlaces con otro software se puede utilizar optimización en los modelos, como se hizo en esta tesis. Se recomienda como un trabajo futuro buscar la manera de poder incluir optimización en los modelos de simulación, para obtener resultados más exactos. También se recomienda aplicar la Dinámica de Sistemas en otras áreas de la ingeniería eléctrica, tales como el análisis de redes eléctricas, en problemas de ingeniería de control, entre otras áreas.

Con respecto a los modelos de simulación creados en Dinámica de Sistemas, estos se pueden mejorar incluyendo más características del sistema eléctrico, tales como la red de transmisión, la localización óptima de las nuevas plantas de generación, etc. Además, los modelos presentados en esta tesis son descriptivos, se propone ampliar el trabajo para crear modelos que puedan dar soluciones óptimas.

Bibliografía

[Akkermans 2001]

Akkermans, H., "*Emergent Supply Networks: System Dynamics Simulation of Adaptive Supply Agents*", Proceeding of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences, 2001.

[Alvarado 1998]

Alvarado, F. L., "*Market Power: A dynamic Definition*", Conference on Bulk Power Systems Dynamics and Control-IV Restructuring, Agosto, 1998.

[Anderson y Johnson 1997]

Anderson, V. y Johnson, L., "*System thinking Basics: From Concepts to Causal Loops*", Pegasus, 1997.

[Bhattacharya et al. 2001]

Bhattacharya, K., Bollen, M. H. J, y Daalder, J. E., "*Operation of Restructured Power Systems*", Kluwer Academic Publishers, 2001.

[Blank y Tarquin 1999]

Blank, L. T. y Tarquin, A. J., "*Ingeniería Económica*", 4 ed., McGraw-Hill, 1999.

[Botterud 2003]

Botterud, A., "*Long-Term Planning in Restructured Power systems: Dynamic Modelling of Investments in New Power Generation under Uncertainty*", The Norwegian University of Science and Technology, 2003.

[Botterud et al. 2002]

Botterud, A., Korpås, M., Vogstad, K., y Wangensteen, I., "*A Dynamics Simulation Model for Long Term Analisis of the Power Market*", 14ª PSCC, June, 2002.

[Burke et al. 1988]

Burke, W. J., Schweppe, F. C., y Lovell, B. E., "*Trade Off Methods in System Planning*", IEEE Transactions on Power Systems, Agosto, 1988, 3.

[Castro 2004]

Castro Carreon, R., "*Pensamiento Sistémico*", www.monografias.com, 2004.

[Caulfield y Maj 2001]

Caulfield, C. W. y Maj, S. P., "*A Case for Systems Thinking and System Dynamics*", Edith Cowan University, 2001.

[Cellini y Lambertini 2004]

Cellini, R y Lambertini, L., "*Incentives and Market Structure: A Dynamic Analysis*",

Dipartimento di Economia e Metodi Quantitativi Università di Catania and
Dipartimento di Scienze Economiche Università di Bologna, Febrero, 2004.

[CFE 2002]

CFE, "*Programación de obras e inversiones del sector eléctrico 2002-2011*",
Comisión Federal de Electricidad, 2002.

[Chuang et al. 2001]

Chuang, A. S., Wu, F., y Varaiya, P., "*A Game-Theoretic Model for Generation
Expansion Planning: Problem Formulation and Numerical Comparisons*", IEEE
Transactions on Power Systems, November, 2001, 16, pp. 885-891.

[Corza 2004]

Corza Plancarte, J. F., "*Planeación a Largo Plazo de Sistemas Eléctricos de
Potencia*", Instituto de Investigaciones Eléctricas, 2004.

[Dyner y Larsen 2001]

Dyner, I. y Larsen, E. R., "*From planning to strategy in the electricity industry*",
Energy Policy, 2001, pp. 1145-1154.

[Fernández 2001]

Fernández Velásquez, J., "*Evaluación Comparativa de Opciones y Estrategias para
la Expansión de la Generación hasta el Año 2024*", Cigre, 2001.

[Forrester 1961]

Forrester, J. W., "*Industrial Dynamics*", Cambridge, MIT, 1961.

[Fosso et al. 1999]

Fosso, O. B., Gjelsvik, A., Haugstad, A., Mo, B., y Wabgensteen, I., "*Generation
Scheduling in a Deregulated System. The Norwegian Case*", IEEE Transactions on
Power Systems, Febrero, 1999, 14.

[García y García 1998]

García Pastrana, C. y García Madrid, C., "*Pensamiento Sistémico Aplicado al
Mantenimiento de las Redes de Distribución de Luz y Fuerza del Centro*", Luz y
Fuerza del Centro, México, 1998.

[Hobbs y Meier 2000]

Hobbs, B. F. y Meier, P., "*Energy Desicions and the Environment: A Guide to the
Use of the Multicriteria Methods*", Kluwer Academic, 2000.

[Shing 1994]

Hung Shing Yung, C., "*El Proceso de Privatización: Un Modelo de Dinámica de
Sistemas para Brasil*", Cambridge, Massachusetts, Massachusetts Institute of
Technology, 1994.

-
- [International Energy Agency 1998]
International Energy Agency, "*Projected Costs of Generating Electricity*",
International Energy Agency, 1998.
- [Khatib 2003]
Khatib, H., "*Economic Evaluation of Projects in the Electricity Supply Industry*",
London, The Institution of Electrical Engineers, 2003.
- [Lundteigen 1998]
Lundteigen, M., "*Energi og Kraftbalansen mot 2020*", Report to the Norwegian
Ministry of Petroleum and Energy, Noviembre, 1998.
- [Lyons et al. 1997]
Lyons, M. H., Burton, F., Egan, B., Lynch, T., y Skelton, S., "*Dynamic Modeling of
Present and Future Service Demand*", Proceedings of the IEEE, Octubre, 1997, 85.
- [North et al. 2004]
North, M., Macal, Ch., Cirillo, R., y Conzelmann, G, "*Multi.-agent Modeling of
Electricity Markets*", Argonne National Laboratory, 2004.
- [Goodman 1970]
Rolfe Goodman, M., "*Elementary System Dynamics Structures*", Massachusetts
Institute of Technology, 1970.
- [Ross 1995]
Ross, S. A., "*Uses, Abuses and Alternatives to the Net Present Value Rule*",
Financial Management/AUTUMN 1995, 1995, 24, pp. 96-102.
- [Ruiz 2002]
Ruiz Vega, D., "*Dynamic Security Assessment and Control: Transient and Small
Signal Stability*", Universite de Liege, 2002.
- [Opazo 1999]
Sinning Opazo, F. A., "*Evaluación comparada de Metodologías de Análisis de
Decisiones ante Incertidumbre en la Expansión de los Sistemas Eléctricos*",
Santiago de Chile, Pontifica Universidad Católica de Chile, 1999.
- [Skantze et al. 2002]
Skantze, P., Gubina, A., y Llic, M., "*Bid-Based Stochastic Model for Electricity
Prices: The Impact of Fundamental Drivers on Market Dynamics*", Energy
Laboratory Publication MIT, Noviembre, 2002.
- [Stermán 1981]
Stermán, J. D., "*The Energy Transition and the Economy: A System Dynamics
Approach*", Massachusetts Institute of Technology, 1981.

[Stermann 2000]

Stermann, J. D., *"Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World"*, McGraw-Hill, 2000.

[Swisher et al. 1997]

Swisher, J. N., De Martino Jannuzzi, G., y Redlinger, R. Y., *"Tools and Methods for Integrated Resource Planning"*, Denmark, UNEP Collaborating Centre on Energy and Environment, 1997.

[Taha 1997]

Taha, *"Investigación de Operaciones"*, 6 ed., Alfaomega, 1997.

[Ventosa et al. 2002]

Ventosa, M., Denis, R., y Redondo, C., *"Expansion Planning in Electricity Markets. Two Different Approaches"*, 14ª PSCC, Junio, 2002.

[Vergara et al. 2000]

Vergara, F. M., Gulino, E. G., y Dottori, C. J., *"El Cambio de Paradigma en la Enseñanza de Dinámica de Sistemas"*, Departamento de Mecánica.FI-UNLP, Argentina., 2000.

[Visudhipan 2003]

Visudhipan, P., *"An Agent-Based Approach to Valuation, Hedging and Speculation in Deregulated Electricity Markets"*, Massachusetts Institute of Technology, 2003.

[Visudhipan et al. 2001]

Visudhipan, P., Skantze, P., y Llic, M., *"Dynamic Investment in Electricity Markets and Its Impact on System Reliability"*, Energy Laboratory Publication MIT, Julio, 2001.

[Vogstad et al. 2002]

Vogstad, K., Botterud, A., Magnus Maribu, K, y Grenaa Jensen, S, *"The Transition from Fossil Fuelled to a Renewable Power Supply in a Deregulated Electricity Market"*, Norwegian University of Science and Technology, 2002.

[Vogstad et al. 2003]

Vogstad, K., Kristensen, I. S., y Wolfgang, O., *"Tradable Green Certificates: The Dynamics of Coupled Electricity Markets"*, Norwegian University of Science and Technology, 2003.

[www.nve.no 2004]

www.nve.no, *"Homepages of the Norwegian Water Resources and Energy Directorate"*, www.nve.no, 2004.

[Zhu y Chow 1997]

Zhu, J. y Chow, M., *"A Review of Emerging Techniques on Generation Expansion Planning"*, IEEE Transactions on Power Systems, Noviembre, 1997, 12, pp. 1722-1728.

Apéndice A

Modelo 1

El apéndice A muestra la estructura matemática del modelo 1 desarrollado en Dinámica de Sistemas y simulado en *Powersim*. El apéndice se divide en el sistema de generación y el sistema de demanda. Esta estructura matemática esta formada por variables constantes, variables auxiliares (formadas por otras variables), y *stocks and flows*.

Sistema de generación

```
init  Cap_abandonada = 0

flow  Cap_abandonada = +dt*Abandono_de_cap

doc   Cap_abandonada = Es la cantidad de capacidad aprobada abandonada.

init  Cap_aprobada = 1

flow  Cap_aprobada = -dt*Abandono_de_cap
      -dt*Proceso_de_inicio_de_constr
      +dt*Proceso_de_aprobación

doc   Cap_aprobada = Es la cantidad de nueva generación aprobada.

init  Cap_bajo_constr = 0

flow  Cap_bajo_constr = +dt*Proceso_de_inicio_de_constr
      -dt*Entrada_de_nueva_cap

doc   Cap_bajo_constr = Es la capacidad de nueva generación bajo construcción.

init  Cap_propuesta = 2

flow  Cap_propuesta = -dt*Proceso_de_aprobación
      +dt*Propuestas_de_cap
      -dt*Rechazo_de_cap
```

doc $Cap_propuesta$ = Es la cantidad de nueva generación propuesta.

init $Cap_rechazada = 0$

flow $Cap_rechazada = +dt * Rechazo_de_cap$

doc $Cap_rechazada$ = Es la cantidad de capacidad propuesta rechazada.

init $Capacidad = Capacidad_inicial$

flow $Capacidad = -dt * Retiro_de_capacidad$
 $+dt * Entrada_de_nueva_cap$

doc $Capacidad$ = Es la capacidad total de generación.

init $Recursos = Recursos_iniciales$

flow $Recursos = -dt * Propuestas_de_cap$

doc $Recursos$ = Son los recursos restantes disponibles de energía prima para la creación de nuevas plantas en TWh/año.

aux $Abandono_de_cap = Fracción_de_abandono * Proceso_de_inicio_de_constr$

doc $Abandono_de_cap$ = Es el flujo de proyectos de nueva capacidad abandonados.

aux $Entrada_de_nueva_cap = (1 - Fracción_de_abandono) * Retraso_de_construcción$

doc $Entrada_de_nueva_cap$ = Es el flujo de proyectos bajo construcción a capacidad en operación.

aux $Proceso_de_aprobación = (1 - Fracción_de_rechazo) * Retraso_de_aprobación$

doc $Proceso_de_aprobación$ = Es el flujo de los proyectos de propuestos a aprobados.

aux $Proceso_de_inicio_de_constr =$
 $IF(Cap_aprobada \geq Decisión_de_constr, Decisión_de_constr, IF(Decisión_de_constr > 0, Cap_aprobada, 0))$

doc $Proceso_de_inicio_de_constr$ = Es el flujo de proyectos aprobados a productos bajo construcción.

aux $\text{Propuestas_de_cap} =$
 $\text{IF}(\text{Recursos} \geq \text{Decisión_de_propuesta}, \text{Decisión_de_propuesta}, \text{IF}(\text{Decisión_de_propuesta} > 0, \text{Recursos}, 0))$

doc Propuestas_de_cap = Es una función condicional para determinar el flujo de la capacidad de la planta propuesta.

aux $\text{Rechazo_de_cap} = \text{Fracción_de_rechazo} * \text{Retraso_de_aprobación}$

doc Rechazo_de_cap = Es el flujo de capacidad rechazada.

aux $\text{Retiro_de_capacidad} = \text{Capacidad_inicial} * \text{Factor_retiro}$

doc $\text{Retiro_de_capacidad}$ = Es el flujo de capacidad en operación a capacidad retirada.

aux $\text{Costos_de_inversión} = (\text{Inversión_neta} - \text{Inc_de_inversión}) * 1000 / (\text{Factor_de_capacidad} * \text{tiempo_de_vida})$

doc $\text{Costos_de_inversión}$ = Costos de inversión por unidad de energía en MWh.

aux $\text{Costos_totales} = \text{Costos_de_inversión} * \text{Factor_anual} + \text{Costos_variables}$

doc Costos_totales = Es la suma de los costos de inversión y los costos variables

aux $\text{Costos_variables} =$
 $\text{Costo_del_combustible} + \text{Costos_de_operación_y_mantenimiento} - \text{Inc_de_operación}$

doc Costos_variables = Es la suma de los costos de operación y mantenimiento, el costo del combustible y los incentivos de operación.

aux $\text{Decisión_de_constr} = (1 - \text{Fracción_de_rechazo}) * \text{IF}(\text{Factor_de_rentabilidad_interno} < \text{Factor_de_rentabilidad_requerido}(2), 0, \text{IF}(\text{Factor_de_rentabilidad_interno} < \text{Factor_de_rentabilidad_requerido}(3), \text{Ref_gen} * (\text{Factor_de_rentabilidad_interno} - \text{Factor_de_rentabilidad_requerido}(2)) / (\text{Factor_de_rentabilidad_requerido}(3) - \text{Factor_de_rentabilidad_requerido}(2)), \text{Ref_gen}))$

doc $\text{Decisión_de_constr}$ = Es una función condicional para tomar la decisión de construcción.

aux $Decisión_de_propuesta =$
 $IF(Factor_de_rentabilidad_interno < Factor_de_rentabilidad_requerido(1), 0, IF(Factor$
 $_de_rentabilidad_interno < Factor_de_rentabilidad_requerido(2), Ref_gen * (Factor_de$
 $_rentabilidad_interno -$
 $Factor_de_rentabilidad_requerido(1)) / (Factor_de_rentabilidad_requerido(2) -$
 $Factor_de_rentabilidad_requerido(1)), Ref_gen))$

doc $Decisión_de_propuesta =$ Es una función condicional para tomar la decisión de
proponer un proyecto.

aux $Factor_de_capacidad =$
 $GRAPH(Recursos_empleados, 0, 1, [4290, 3500, 3300, 3000, 2870, 2640, 2410, 2050, 195$
 $0, 1850, 1850, 1780, 1780, 1750, 1720, 1580, 1520, 1450, 1390, 1390, 1320, 1120, 1120, 106$
 $0, 1030, 950, 920, 920, 860, 800 "Min: 800; Max: 7000"])$

doc $Factor_de_capacidad =$ Factor de capacidad al cual se pronostica que trabaje la
planta.

aux $Factor_de_rentabilidad_interno = (Precio_estimado_1 -$
 $Costos_variables) / Costos_de_inversión$

doc $Factor_de_rentabilidad_interno =$ Es un factor que indica la rentabilidad de invertir
en un proyecto.

aux $Función_de_previsión = FORECAST(Precio, Tiempo_atrás, Tiempo_adelante)$

doc $Función_de_previsión =$ Es una función que calcula un precio esperado de la energía
en el futuro.

aux $Inversión_neta = inversión_inicial * EXP(-factor_de_tecnología * (TIME - 2000))$

doc $Inversión_neta =$ Costos de inversión inicial por kW con la corrección dada por el
factor de tecnología.

aux $Nueva_capacidad = Capacidad - Capacidad_inicial$

doc $Nueva_capacidad =$ Es la nueva capacidad que entra en operación.

aux Precio = GRAPH(TIME, 2000, 1,
 [162.5,162.5,162.5,162.5,162.5,200,200,162.5,137.5,162.5,162.5,200,200,162.5,160,
 162.5,162.5,200,225,162.5,160,162.5,162.5,225,225,162.5,160,160,162.5,162.5,225]
)

aux Precio_estimado_1 = Función_de_previsión

doc Precio_estimado_1 = Es el precio pronosticado o esperado para el futuro.

aux Precio_estimado_2 =
 Retraso_del_precio*(1+Tendencia_del_precio*Tiempo_adelante)

doc Precio_estimado_2 = Dette prisestimatet tilsvarer forecast-funksjonen, og er av
 formen estimat=snittpris(tid_bak) + trend(tid_bak)*tid_fram. Anbefales brukt når
 tilsiget er stokastisk.

aux Recursos_empleados = Recursos_iniciales-Recursos

doc Recursos_empleados = Es la cantidad de recursos de energía prima que se han
 utilizado en el periodo de análisis.

aux Ref_gen = Factor_de_capacidad*Max_aplicación_de_gen_anual/1E6

doc Ref_gen = Es una referencia para la generación de la planta en TWh por año

aux Retraso_de_aprobación =
 DELAYPPL(Propuestas_de_cap,Tiempo_de_aprobación,Cap_propuesta/(Tiempo_d
 e_aprobación+1))

doc Retraso_de_aprobación = Es la función que representa el retraso en la aprobación de
 un proyecto.

aux Retraso_de_construcción =
 DELAYPPL(Proceso_de_inicio_de_constr,Tiempo_de_construcción,Cap_bajo_cons
 tr/(Tiempo_de_construcción+1))

doc Retraso_de_construcción = Es la función que representa el retraso en la construcción
 de un proyecto.

aux Retraso_del_precio = DELAYINF(Precio,Tiempo_atrás,1)

doc Retraso_del_precio = Es una función que representa el retraso que existe en la adaptación al precio de la energía eléctrica.

aux Tendencia_del_precio = TREND(Precio,Tiempo_atrás)

doc Tendencia_del_precio = Es una función que representa la tendencia del precio de la energía eléctrica.

const Capacidad_inicial = 118

doc Capacidad_inicial = Es la capacidad inicial.

const Costo_del_combustible = 0

doc Costo_del_combustible = Costo del combustible necesario para producir un MWh.

const Costos_de_operación_y_mantenimiento = 20

doc Costos_de_operación_y_mantenimiento = Costos de operación y mantenimiento por cada MWh

const Factor_anual = 3

dim Factor_de_rentabilidad_requerido = (1..3)

const Factor_de_rentabilidad_requerido = [2.33,3,3.72]

doc Factor_de_rentabilidad_requerido = Es el factor de rentabilidad requerido para invertir en un proyecto.

const factor_de_tecnología = 0.002

doc factor_de_tecnología = Es un factor que representa el desarrollo.

const Factor_retiro = 0

doc Factor_retiro = Es la fracción de retiro de capacidad anual.

const Fracción_de_abandono = 0

doc Fracción_de_abandono = Es tasa de proyectos abandonados esperada.

const Fracción_de_rechazo = 0.5

doc Fracción_de_rechazo = Es la tasa de rechazos esperada.

const Inc_de_inversión = 0

doc Inc_de_inversión = Incentivos de inversión por parte del gobierno.

const Inc_de_operación = 0

doc Inc_de_operación = Incentivos de operación por cada MWh por parte del gobierno.

const inversión_inicial = 5000

doc inversión_inicial = Costos de inversión inicial por kW de capacidad.

const Max_aplicación_de_gen_anual = 300

doc Max_aplicación_de_gen_anual = Es una referencia para capacidad de la planta.

const Recursos_iniciales = 30

doc Recursos_iniciales = Son los recursos iniciales disponibles de energía prima para la creación de nuevas plantas en TWh/año.

const Tiempo_adelante = 2

const Tiempo_atrás = 4

const Tiempo_de_aprobación = 2

doc Tiempo_de_aprobación = Representa el tiempo que tarda en aprobarse un proyecto.

const Tiempo_de_construcción = 2

doc Tiempo_de_construcción = Es el tiempo estimado de construcción.

const tiempo_de_vida = 40

doc tiempo_de_vida = Vida útil del proyecto

Sistema de demanda

init D_ref = 127

```

flow  D_ref = +dt*Crecimiento_de_D

doc   D_ref = Demanda total instalada, incluyendo demanda flexible.

aux   Crecimiento_de_D = Taza_de_crecimiento_de_D*D_ref

doc   Crecimiento_de_D = Crecimiento de la demanda de referencia.

aux   Cuesta_de_la_curva_de_D =
      D_ref*Elasticidad_de_la_demanda_de_ref/Precio_de_referencia

aux   D_fija = D_total-D_var

aux   D_total = DELAYINF(Indicador_de_demanda_normal,Retraso_de_D,1,D_ref)

aux   D_var = D_total*Fracción_de_demanda_variable

doc   D_var = Demanda variable.

aux   D_var1 = Pasos_de_D

aux   D_var10 = Pasos_de_D

aux   D_var11 = Pasos_de_D

aux   D_var12 = Pasos_de_D

aux   D_var13 = Pasos_de_D

aux   D_var14 = Pasos_de_D

aux   D_var15 = Pasos_de_D

aux   D_var16 = Pasos_de_D

aux   D_var17 = Pasos_de_D

aux   D_var18 = Pasos_de_D

aux   D_var19 = Pasos_de_D

aux   D_var2 = Pasos_de_D

aux   D_var20 = Pasos_de_D

```

```
aux  D_var3 = Pasos_de_D
aux  D_var4 = Pasos_de_D
aux  D_var5 = Pasos_de_D
aux  D_var6 = Pasos_de_D
aux  D_var7 = Pasos_de_D
aux  D_var8 = Pasos_de_D
aux  D_var9 = Pasos_de_D
aux  Indicador_de_demanda_normal =
      MIN(D_max,D_ref*MAX(0,1+Cuesta_de_la_curva_de_D*(Precio_al_usuario_espe
      rado-Precio_de_referencia)/D_ref))
aux  P_step = Precio_maximo/Num_de_D_var
doc  P_step = Intervalo del precio para cada paso de demanda.
aux  P_var10 = P_step*9
aux  P_var11 = P_step*10
aux  P_var12 = P_step*11
aux  P_var13 = P_step*12
aux  P_var14 = P_step*13
aux  P_var15 = P_step*14
aux  P_var16 = P_step*15
aux  P_var17 = P_step*16
aux  P_var18 = P_step*17
aux  P_var19 = P_step*18
aux  P_var2 = P_step
```

```

aux  P_var20 = P_step*19

aux  P_var3 = P_step*2

aux  P_var4 = P_step*3

aux  P_var5 = P_step*4

aux  P_var6 = P_step*5

aux  P_var7 = P_step*6

aux  P_var8 = P_step*7

aux  P_var9 = P_step*8

aux  Pasos_de_D = D_var/Num_de_D_var

doc  Pasos_de_D = Demand interval for each variable demand step

aux  Precio = GRAPH(TIME, 2000, 1,
    [162.5,162.5,162.5,162.5,162.5,200,200,162.5,137.5,162.5,162.5,200,200,162.5,160,
    162.5,162.5,200,225,162.5,160,162.5,162.5,225,225,162.5,160,160,162.5,162.5,225]
    )

doc  Precio = Calculado de forma externa.

aux  Precio_al_usuario_esperado = Precio_al_usuario_final

doc  Precio_al_usuario_esperado = Precio esperado de la energía eléctrica al usuario
    final.

aux  Precio_al_usuario_final = Precio+Impuestos

doc  Precio_al_usuario_final = Precio de la energía eléctrica al usuario final.

const D_max = 300

doc  D_max = Demanda maxima.

const Elasticidad_de_la_demanda_de_ref = -0.31

const Fracción_de_demanda_variable = 0.14

```

doc Fracción_de_demanda_variable = Fracción de la demanda considerada como variable.

const Impuestos = 400

doc Impuestos = Impuestos por el uso de la energía eléctrica.

const Num_de_D_var = 20

doc Num_de_D_var = Numero de pasos de la demanda variable.

const P_var1 = 20

const Precio_de_referencia = 570

doc Precio_de_referencia = Precio de referencia.

const Precio_maximo = 800

const Retraso_de_D = 3

doc Retraso_de_D = Tiempo que tarda en ajustarse la demanda.

const Taza_de_crecimiento_de_D = .01

doc Taza_de_crecimiento_de_D = Taza de crecimiento fraccional de la demanda.

Apéndice B

Modelo 2

El apéndice B muestra las diferencias de la estructura matemática del modelo 2 desarrollado en Dinámica de Sistemas y simulado en *Powersim*, con respecto al modelo 1. El apéndice muestra la estructura matemática para los sectores de recursos disponibles y adquisición de capacidad.

init $Cap_aprobada = 1e6/8760$

flow $Cap_aprobada = -dt * Abandono_de_cap$
 $+dt * Proceso_de_aprobación$
 $-dt * Proceso_de_inicio_de_constr$

doc $Cap_aprobada$ = Es la cantidad de nueva generación aprobada.

init $Cap_bajo_constr = 0$

flow $Cap_bajo_constr = -dt * Entrada_de_nueva_cap$
 $+dt * Proceso_de_inicio_de_constr$

doc Cap_bajo_constr = Es la capacidad de nueva generación bajo construcción.

init $Cap_propuesta = 2e6/8760$

flow $Cap_propuesta = -dt * Proceso_de_aprobación$
 $-dt * Rechazo_de_cap$
 $+dt * Propuestas_de_cap$

doc $Cap_propuesta$ = Es la cantidad de nueva generación propuesta.

init $Capacidad = Capacidad_inicial$

flow $Capacidad = +dt * Entrada_de_nueva_cap$
 $-dt * Retiro_de_capacidad$

doc Capacidad = Es la capacidad total de generación.

init Recursos = Recursos_iniciales

flow Recursos = +dt*Abandono_de_cap
+dt*Rechazo_de_cap
-dt*Propuestas_de_cap

doc Recursos = Son los recursos restantes disponibles de energía prima para la creación de nuevas plantas en TWh/año.

aux Abandono_de_cap = Fracción_de_abandono*Proceso_de_inicio_de_constr

doc Abandono_de_cap = Es el flujo de proyectos de nueva capacidad abandonados.

aux Entrada_de_nueva_cap = (1-Fracción_de_abandono)*Retraso_de_construcción

doc Entrada_de_nueva_cap = Es el flujo de proyectos bajo construcción a capacidad en operación.

aux Proceso_de_aprobación = (1-Fracción_de_rechazo)*Retraso_de_aprobación

doc Proceso_de_aprobación = Es el flujo de los proyectos de propuestos a aprobados.

aux Proceso_de_inicio_de_constr =
IF(Cap_aprobada>=Decisión_de_constr,Decisión_de_constr,IF(Decisión_de_constr
>0,Cap_aprobada,0))

doc Proceso_de_inicio_de_constr = Es el flujo de proyectos aprobados a productos bajo construcción.

aux Propuestas_de_cap =
IF(Recursos>=Decisión_de_propuesta,Decisión_de_propuesta,IF(Decisión_de_prop
uesta>0,Recursos,0))

doc Propuestas_de_cap = Es una función condicional para determinar el flujo de la capacidad de la planta propuesta.

aux Rechazo_de_cap = Fracción_de_rechazo*Retraso_de_aprobación

doc Rechazo_de_cap = Es el flujo de capacidad rechazada.

aux Retiro_de_capacidad = Capacidad_inicial*Factor_retiro

doc Retiro_de_capacidad = Es el flujo de capacidad en operación a capacidad retirada.

aux Decisión_de_propuesta =
 IF(Factor_de_rentabilidad_interno<Factor_de_rentabilidad_requerido(1),0,IF(Factor
 _de_rentabilidad_interno<Factor_de_rentabilidad_requerido(2),Ref_gen*(Factor_de
 _rentabilidad_interno-
 Factor_de_rentabilidad_requerido(1))/(Factor_de_rentabilidad_requerido(2)-
 Factor_de_rentabilidad_requerido(1)),Ref_gen))

doc Decisión_de_propuesta = Es una función condicional para tomar la decisión de
 proponer un proyecto.

aux Nueva_capacidad = Capacidad-Capacidad_inicial

doc Nueva_capacidad = Es la nueva capacidad que entra en operación.

aux Retraso_de_aprobación =
 DELAYPPL(Propuestas_de_cap,Tiempo_de_aprobación,Cap_propuesta/(Tiempo_d
 e_aprobación+1))

doc Retraso_de_aprobación = Es la función que representa el retraso en la aprobación de
 un proyecto.

aux Retraso_de_construcción =
 DELAYPPL(Proceso_de_inicio_de_constr,Tiempo_de_construcción,Cap_bajo_cons
 tr/(Tiempo_de_construcción+1))

doc Retraso_de_construcción = Es la función que representa el retraso en la construcción
 de un proyecto.

const Capacidad_inicial = 118e6/8760

doc Capacidad_inicial = Es la capacidad inicial.

dim Factor_de_rentabilidad_requerido = (1..3)

const Factor_de_rentabilidad_requerido = [2.33,3,3.72]

doc Factor_de_rentabilidad_requerido = Es el factor de rentabilidad requerido para invertir en un proyecto.

const Factor_retiro = 0

doc Factor_retiro = Es la fracción de retiro de capacidad anual.

const Fracción_de_abandono = 0

doc Fracción_de_abandono = Es tasa de proyectos abandonados esperada.

const Fracción_de_rechazo = 0.5

doc Fracción_de_rechazo = Es la tasa de rechazos esperada.

const Recursos_iniciales = 30e6/8760

doc Recursos_iniciales = Son los recursos iniciales disponibles de energía prima para la creación de nuevas plantas en TWh/año.

const Tiempo_de_aprobación = 2

doc Tiempo_de_aprobación = Representa el tiempo que tarda en aprobarse un proyecto.

const Tiempo_de_construcción = 2

doc Tiempo_de_construcción = Es el tiempo estimado de construcción.

Apéndice C

Modelo 3

El apéndice C muestra las diferencias de la estructura matemática del modelo 3 desarrollado en Dinámica de Sistemas y simulado en *Powersim*, con respecto al modelo 1 y al modelo 2. El apéndice muestra la estructura matemática para los sectores de despacho de unidades, demanda y calculo del precio de la energía eléctrica, además de la representación del intercambio de energía eléctrica.

```
init    Capacidad_de_intercambio = 15

flow    Capacidad_de_intercambio = -dt*Retiro
        +dt*Aumento

init    D_ref = 127

flow    D_ref = +dt*Crecimiento_de_D

doc     D_ref = Demanda total instalada, incluyendo demanda flexible.

init    Precio_Spot = 164

flow    Precio_Spot = +dt*Cambio_en_elPrecio

init    Stock = Inicial*Tiempo_de_analisis

flow    Stock = -dt*Salida
        +dt*Entrada

init    Stock_fc = Inicial_fc*Tiempo_de_analisis_fc

flow    Stock_fc = -dt*Salida_fc
        +dt*Entrada_fc

aux     Cambio_en_elPrecio = (Precio_Spot*(Demanda_spot-
        Generacion)/Demanda_spot)/Tiempo_de_ajuste
```

aux $\text{Crecimiento_de_D} = \text{Taza_de_crecimiento_de_D} * \text{D_ref}$

doc $\text{Crecimiento_de_D} = \text{Crecimiento de la demanda de referencia.}$

aux $\text{Entrada} = \text{Precio_Spot}$

aux $\text{Entrada_fc} = \text{CF}$

aux $\text{Salida} = \text{DELAYPPL}(\text{Entrada}, \text{Tiempo_de_analisis}, \text{Inicial})$

aux $\text{Salida_fc} = \text{DELAYPPL}(\text{Entrada_fc}, \text{Tiempo_de_analisis_fc}, \text{Inicial_fc})$

aux $\text{capacidad_termal} = \text{Capacidad_gas} + \text{Capacidad_gasco2} + \text{Capacidad_bio}$

aux $\text{Capacidad_total} = \text{capacidad_termal} + \text{Capacidad_eólica} + \text{Capacidad_hidráulica}$

aux $\text{CF} = \text{GRAPH}(\text{Precio_Spot}, 0, 50, [0, 0.014, 0.11, 0.58, 0.82, 0.914, 0.94, 0.98, 1, 1])$

aux $\text{Cuesta_de_la_curva_de_D} =$
 $\text{D_ref} * \text{Elasticidad_de_la_demanda_de_ref} / \text{Precio_de_referencia}$

aux $\text{Demanda_fija} = (1 - \text{Fraccion_de_demanda_variable}) * \text{Demanda_total}$

aux $\text{Demanda_spot} = \text{Demanda_fija} + \text{Demanda_variable}$

aux $\text{Demanda_total} =$
 $\text{DELAYINF}(\text{Indicador_de_demanda_normal}, \text{Retraso_de_D}, 1, \text{D_ref})$

aux $\text{Demanda_variable} =$
 $\text{Demanda_total} * \text{Fraccion_de_demanda_variable} * (\text{Precio} / \text{Precio_de_referencia})^{\text{Elasticidad_de_la_demanda_de_ref}}$

aux $\text{Factor_de_utilizacion} = \text{GRAPH}(\text{Relacion_de_precio}, 0, 0.5, [-1, -0.75, 0, 0.8, 1, 1])$

aux $\text{FC_promedio} = \text{Sliding_Average_fc}$

aux $\text{Generacion} =$
 $\text{Generacion_termal} + \text{Capacidad_eólica} + \text{Capacidad_hidráulica} + \text{Intercambio}$

aux $\text{Generacion_termal} = \text{capacidad_termal} * \text{CF}$

```

aux  Indicador_de_demanda_normal =
      MIN(D_max,D_ref*MAX(0,1+Cuesta_de_la_curva_de_D*(Precio_al_usuario_espe
      rado-Precio_de_referencia)/D_ref))

aux  Intercambio = Factor_de_utilizacion*Capacidad_de_intercambio

aux  Nueva_cap_total =
      Nueva_cap_gas+Nueva_cap_bio+Nueva_cap_eólica+Nueva_cap_gasco2+Nueva_ca
      p_hidro

aux  Precio = Precio_Spot

aux  Precio_al_usuario_esperado = Precio

doc  Precio_al_usuario_esperado = Precio esperado de la energía eléctrica al usuario
      final.

aux  Precio_prom = Sliding_Average

aux  Relacion_de_precio = (Precio_Spot-precio_de_intercambio)/precio_de_intercambio

aux  Sliding_Average = Stock/Tiempo_de_analisis

aux  Sliding_Average_fc = Stock_fc/Tiempo_de_analisis_fc

const Aumento = 0

const Retiro = 0

const Capacidad_bio = 0

doc  Capacidad_bio = Definido por co-model.

const Capacidad_eólica = 0

doc  Capacidad_eólica = Definido por co-model.

const Capacidad_gas = 0

doc  Capacidad_gas = Definido por co-model.

const Capacidad_gasco2 = 0

```

doc Capacidad_gasco2 = Definido por co-model.

const Capacidad_hidráulica = 0

doc Capacidad_hidráulica = Definido por co-model.

const D_max = 300

doc D_max = Demanda maxima.

const Elasticidad_de_la_demanda_de_ref = -0.31

const Fraccion_de_demanda_variable = 0.14

doc Fraccion_de_demanda_variable = Fraccion de la demanda considerada como variable.

const Inicial = 164

const Inicial_fc = 1

const Nueva_cap_bio = 0

doc Nueva_cap_bio = Definido por co-model.

const Nueva_cap_eólica = 0

doc Nueva_cap_eólica = Definido por co-model.

const Nueva_cap_gas = 0

doc Nueva_cap_gas = Definido por co-model.

const Nueva_cap_gasco2 = 0

doc Nueva_cap_gasco2 = Definido por co-model.

const Nueva_cap_hidro = 0

doc Nueva_cap_hidro = Definido por co-model.

const precio_de_intercambio = 125

const Precio_de_referencia = 164

doc Precio_de_referencia = Precio de referencia.

const Retraso_de_D = 3

doc Retraso_de_D = Tiempo que tarda en ajustarse la demanda.

const Taza_de_crecimiento_de_D = .01

doc Taza_de_crecimiento_de_D = Taza de crecimiento fraccional de la demanda.

const Tiempo_de_ajuste = 7/365

const Tiempo_de_analisis = 1

const Tiempo_de_analisis_fc = 1