UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

**ANÁLISIS DE MERCADOS CON RESTRICCIONES DE RED: APLICACIÓN AL
CASO COLOMBIANO**

TESIS DOCTORAL

Autora:

Ingrid Oliveros Pantoja

Máster en Ingeniería Eléctrica

Directores:

Máximo López Toledo

Sergio Martínez González

Doctores Ingenieros Industriales

INDUSTRIALES
ETSII | UPM

Madrid, 2017

A mi Madre,

Agradecimientos

Y llegado el final, de manera clara y objetiva, no puedo dejar de concluirlo sin el recuerdo y agradecimiento a cuantas personas lo hicieron posible. Sin su apoyo y ayuda nunca lo habría logrado. Soy consciente que a muchas personas no podré agradecerles como se merecen pero sepan que los llevo marcados en mi corazón.

Dios gracias por darme más de lo que jamás hubiera podido imaginar, por ser mi soporte en los días duros y en quien me regocijo en los buenos.

Gracias a mi familia en especial a mis hijos quienes dejaron a sus amigos y escuelas para seguirnos en este sueño de realizar un doctorado. A mi esposo por querer tanto esta meta como yo. A mi madre, a mi padre y mis hermanos por sus oraciones y apoyo incondicional. A mis cuñados, tíos y primos por estar allí alegrándose de mis alegrías. Son tantas las cosas que debo agradecer a mi familia que no podría en un párrafo enumerarlas y agradecerles lo que han hecho por mí durante todos estos años.

Gracias a la Universidad del Norte a la visión del Doctor Jesús Ferro, a mis jefes Javier Páez y Alberto Roa por su apoyo incondicional para alcanzar esta meta, a la oficina de desarrollo profesoral doña Beatri, Cristian y Diana.

Gracias a mis tutores, profesores y amigos Máximo y Sergio por su apoyo y asesoría en todas las etapas del desarrollo de esta Tesis y sin lugar a dudas por la valiosa amistad que me han brindado.

Gracias a todos los profesores por lo mucho que he aprendido de ellos (tanto a nivel profesional como personal) y a la valiosa ayuda que me han brindado durante todo este tiempo a Rosa, Jaime, Araceli, Dionisio, Carlos y Sergio. De las cosas que extrañaré son las tertulias en la hora de la comida todo el grupo en pleno y la valiosa relación que de allí surgió y que continúa dando frutos en publicaciones y proyectos y sé que serán muchas más.

Gracias a mis fantásticos amigos doctorandos, si me hubiera dedicado a pensar en amigos ideales nunca me hubieran quedado tan perfectos Xavi, Huguito y Elvinsin (mi partner, quien ahora me honra nombrándome su comadre). Gracias Xavi y Huguito por

acogerme en la pecera como una familia hacerme sentir tan feliz y tan querida durante todo este tiempo que compartimos.

He soñado durante tanto tiempo y tantas veces terminar mi doctorado, que hoy que escribo estas líneas (insuficientes para todo lo que he recibido de todos) quisiera estar soñando y no haber aun terminado... Gracias muchas gracias a todos.

*“Nunca pensé que en
la felicidad hubiera tanta tristeza”*

Mario Benedetti

RESUMEN

Introducción

Los mercados y sus reglas están relacionados con el desarrollo económico, los acuerdos internacionales, los tratados de libre comercio y la existencia de barreras comerciales. Para su desarrollo y para la confianza de los agentes que intervienen en ellos, los mercados deben ser transparentes. El final del siglo XX trajo consigo el inicio de una nueva era para el sector eléctrico. Un sector considerado muchos años como monopolio controlado por el estado empezaba a liberalizarse, a permitir la participación en generación y comercialización de nuevos participantes y a establecer modelos económicos que maximizaran el beneficio de la sociedad. Desde sus inicios, un reto de este nuevo mercado es combinar las herramientas de la ingeniería con modelos económicos transparentes, de tal forma que ha ido evolucionando sin dejar de lado su objetivo principal: maximizar el beneficio social neto.

Según el horizonte temporal hay diferentes tipos de mercado. El mercado *spot*, o *mercado de contado*, es un mercado a corto plazo (generalmente un día), mientras que el mercado *forward* (mercado de contratos a plazo) y el de futuro son mercados a más largo plazo. El mercado *spot* está basado en técnicas de subasta, de tal forma que muchas de sus características se derivan de ellas. Esta tesis se enmarca en el horizonte del mercado *spot*.

Las técnicas de despacho son diferentes según los mercados y son numerosos los modelos de nudo único, de los que se parte en este trabajo.

Existen diferentes modelos de fijación de precios. Los más sencillos se basan en lista de prioridades con casación simple o con condiciones. Los más complicados utilizan técnicas de flujo de cargas óptimo.

En cualquier caso, siempre se deben cumplir las restricciones de red. El tratamiento de las restricciones se puede abordar en diferentes etapas: en la casación o después de la casación, como ocurre en la mayoría de los mercados. Este caso a su vez se puede resolver de varias maneras, generalmente por los precios ofertados para la casación o por subasta independiente.

El mercado debe garantizar el suministro, tanto en condiciones normales de operación como en el caso de fallo accidental de algunos de sus elementos (generadores, líneas, transformadores). Por ello es necesario realizar un análisis de contingencias y considerarlas en el resultado final de la casación. Este problema depende fundamentalmente de la robustez del sistema eléctrico sobre el que funciona el mercado y se han publicado y aplicado numerosas formas de abordarlo.

Objetivo

El objetivo general de esta tesis doctoral es desarrollar modelos para análisis de mercados eléctricos que permitan resolver las restricciones técnicas de los sistemas eléctricos a los que se aplican (tanto en estado normal de operación como ante posibles contingencias). Para demostrar su utilidad, los modelos se aplican a un caso real como el mercado colombiano.

Metodología

La metodología aplicada en el desarrollo de esta tesis ha consistido en la aproximación al objetivo general a través de la realización de una serie de actividades de complejidad creciente, para finalmente diseñar la formulación matemática definitiva y elaborar los algoritmos y programas para aplicar a los casos de estudio. Estas actividades han sido:

- Análisis de la situación del mercado eléctrico en España en el periodo 1996-2010. El objeto del mismo es conocer en más detalle la influencia de los factores más importantes que condicionan su funcionamiento y, en particular, la restricción que supone incorporar a precio cero la energía renovable.
- Realización de un modelo de análisis de un mercado eléctrico competitivo con restricciones, de dimensión reducida. Con ello se ensayaron técnicas de solución de restricciones.
- Realización de un modelo de análisis para aplicación a un mercado eléctrico real competitivo con restricciones. En esta fase se han desarrollado las herramientas necesarias para lograr el objetivo general de la tesis. Para ello, se diseñaron algoritmos para la clasificación y selección de contingencias y para el tratamiento de las mismas de una forma adecuada. Se han aplicado a un sistema

real de dimensión más amplia, aunque aún reducida, el de República Dominicana.

- Extensión del modelo a un sistema eléctrico complejo. En esta etapa, se han ampliado los algoritmos desarrollados en el punto anterior para su aplicación a sistemas más complejos y de mayor dimensión, incorporando un modelo de casación con costes de arranque y restricciones entre horas. El modelo se ha aplicado al análisis del sistema eléctrico de Colombia.
- Aplicación de los modelos desarrollados al análisis de la influencia de la entrada de la generación eléctrica con energía eólica en el mercado colombiano. Tiene por objeto analizar la influencia en el precio de la incorporación de la energía eólica prevista a corto plazo en Colombia.

Como resultado final de la tesis, se ha obtenido un modelo de análisis de aplicación a mercados reales de características diferentes, como son el de República Dominicana y el de Colombia, que incluye diferentes sistemas de casación para su adaptación a los mercados estudiados. Adicionalmente, dicho modelo incorpora un algoritmo para la clasificación de las líneas eléctricas del sistema que permite detectar las debilidades del mismo, así como la selección de las contingencias posiblemente gestionables. El modelo contiene una formulación integrada de mercado con restricciones de red, implementada en un programa en GAMS, que proporciona la solución óptima, considerando las restricciones de red, sin necesidad de re-despacho en caso de fallo de líneas gestionables.

Por último, la aplicación del modelo ha permitido analizar la entrada de la generación eólica prevista en el mercado colombiano, y determinar la influencia de esta entrada en el precio de mercado, de una manera más cercana a la realidad que un mero estudio energético.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	III
ÍNDICE GENERAL	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	X
1 Introducción.....	1-1
1.1 Planteamiento del problema.....	1-3
1.2 Objetivo general de la tesis	1-4
1.3 Objetivos de la tesis	1-4
1.4 Organización de la exposición	1-5
2 Estado de la Técnica.....	2-1
2.1 Introducción	2-1
2.2 El mercado mayorista de electricidad	2-1
2.2.1 Mercado <i>spot</i>	2-2
2.3 Despacho.....	2-4
2.3.1 Despacho de nudo único.....	2-4
2.3.2 Comprobación del despacho.....	2-6
2.4 Flujo de cargas óptimo.....	2-7
2.5 Análisis de contingencias.....	2-10
2.6 Flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad	2-17
3 Mercados eléctricos.....	3-1
3.1 El mercado eléctrico español	3-1
3.1.1 El mercado diario [58].....	3-3

3.1.2	Manejo de las restricciones [16]	3-4
3.2	El mercado eléctrico dominicano	3-5
3.2.1	Generación [59]	3-6
3.2.2	Sistema de transporte [59]	3-7
3.2.3	Demanda [59]	3-7
3.2.4	Manejo de las restricciones	3-8
3.3	Características del sector eléctrico de Colombia.....	3-9
3.3.1	Generación	3-9
3.3.2	Transmisión	3-13
3.3.3	Demanda	3-16
3.4	El mercado eléctrico colombiano	3-17
3.4.1	Bolsa de energía.....	3-18
3.4.2	Operación del mercado	3-20
3.4.3	Despacho programado	3-23
3.4.4	Manejo de las restricciones [68]	3-23
4	Estudios realizados y modelos desarrollados	4-1
4.1	Introducción	4-1
4.2	Situación del mercado eléctrico en España en el periodo 1996-2010.....	4-2
4.2.1	Introducción	4-2
4.2.2	Demanda de la energía eléctrica en el escenario 1996-2010	4-3
4.2.3	Evolución del precio de la energía en relación con otros factores.....	4-4
4.2.4	Incidencia de la generación no gestionable	4-11

4.3	Modelo de análisis de un mercado eléctrico competitivo con restricciones, de dimensión reducida [17]	4-15
4.3.1	Introducción.....	4-15
4.3.2	Mercado utilizado	4-15
4.3.3	Análisis realizado	4-17
4.3.4	Casación.....	4-17
4.3.5	Análisis del sistema	4-18
4.3.6	Flujo de cargas óptimo	4-20
4.4	Modelo de análisis de un mercado eléctrico real competitivo con restricciones: caso dominicano [88]	4-23
4.4.1	Introducción.....	4-23
4.4.2	Despacho del sistema.....	4-24
4.4.3	Análisis del sistema y selección de contingencias.....	4-27
4.4.4	Mercado con restricciones de seguridad.....	4-34
4.4.5	Análisis de resultados	4-37
4.5	Modelo de análisis de un mercado eléctrico real competitivo con restricciones: caso colombiano.	4-40
4.5.1	Introducción.....	4-40
4.5.2	Paso 1.....	4-41
4.5.3	Paso 2: Análisis del sistema.....	4-45
4.5.4	Paso 3: análisis de contingencias.....	4-46
4.5.5	Paso 4: Re-despacho seguro.	4-49
4.5.6	Análisis de resultados	4-51

4.6	Modelo de análisis de un mercado competitivo con restricciones: incorporación de generación eólica en el mercado eléctrico colombiano	4-52
4.6.1	Introducción	4-52
4.6.2	Estimación de la generación eólica.....	4-54
4.6.3	Despacho a nudo único	4-57
4.6.4	Análisis del sistema	4-60
4.6.5	Análisis de resultados	4-63
5	Conclusiones y trabajos futuros.....	5-1
5.1	Conclusiones	5-1
5.2	Aportaciones más relevantes de la tesis doctoral	5-2
5.3	Propuesta para futuras investigaciones	5-3
6	Bibliografía	6-1

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Casación del mercado <i>spot</i>	2-3
Figura 2.2. Modelo de Nudo único.....	2-4
Figura 2.3. Criterio $n-1$. Sistema completo	2-12
Figura 2.4. Criterio $n-1$. Pérdida de cada uno de los generadores	2-12
Figura 2.5 Criterio $n-1$. Pérdida de cada una de las líneas	2-12
Figura 3.1 Demanda Eléctrica [59].....	3-7
Figura 3.2 Áreas operativas del Sistema Interconectado Nacional de Colombia [61] ..	3-9
Figura 3.3 Energía eólica en Colombia [61].....	3-13
Figura 3.4 Sistema de transmisión actualizado al año 2014 [62]	3-14
Figura 3.5 Áreas operativas del Sistema Interconectado.....	3-15
Figura 3.6 Incremento de la demanda eléctrica anual. Periodo 2005-2014 [61].....	3-16
Figura 3.7 Curva horaria promedio mensual. Año 2014 [61]	3-16
Figura 3.8 Curva horaria promedio semanal. Año 2014 [61].....	3-17
Figura 3.9 Planeamiento de la operación del sistema [66]	3-21
Figura 4.1 Demanda de electricidad en España 1996-2010	4-3
Figura 4.2 Relación entre el precio medio mensual de la energía y la demanda.....	4-4
Figura 4.3 Relación entre el precio medio mensual y la demanda para el año 2009	4-5
Figura 4.4 Relación entre el precio medio mensual y la demanda para el año 2010	4-5
Figura 4.5 Precio electricidad/generación hidráulica 2000-2010.....	4-6
Figura 4.6 Dependencia precio electricidad/GCC escenario 2003-2010	4-7
Figura 4.7 Relación precio electricidad/generación eólica escenario 2003-2010	4-7

Figura 4.8 Componentes de la tarifa de acceso	4-8
Figura 4.9 Evolución de la tarifa de acceso para baja tensión	4-9
Figura 4.10 Evolución de la tarifa de acceso para alta tensión (3.1A)	4-10
Figura 4.11 Evolución de la tarifa de acceso para alta tensión (6.1, 6.2, 6.3 y 6.4)	4-10
Figura 4.12 Curva de oferta y demanda diaria para el 19 de abril de 2010	4-11
Figura 4.13 Comportamiento promedio mensual del MCP para el 2010	4-11
Figura 4.14 Reducción por la adición de 1000 MW para el 2010	4-12
Figura 4.15 Impacto de los servicios complementarios en el precio final.....	4-13
Figura 4.16 Energía eólica y energía gestionada en servicios de ajuste	4-14
Figura 4.17 Versión modificada del sistema de [21]	4-15
Figura 4.18 Orden de mérito [4]	4-18
Figura 4.19 Demanda para el 12 de marzo de 2014	4-43
Figura 4.20 Variación MCP y demanda para el 12 de marzo de 2014	4-44
Figura 4.21 Instrumentos fiscales y de financiamiento ley 2014 [103].....	4-52
Figura 4.22 Datos promedios horarios para el año 2014	4-53
Figura 4.23 Histograma de la velocidad del viento	4-55
Figura 4.24 Catálogo del generador Vensys 77	4-56
Figura 4.25 Curva de potencia.....	4-57
Figura 4.26 Generación eólica promedio anual hora	4-57
Figura 4.27 Variación MCP y demanda durante la casación.....	4-58
Figura 4.28 Variación MCP para los tres escenarios analizados.	4-63
Figura 4.29 Variación MCP para los tres escenarios analizados.	4-64

Figura 4.30 Variación del mix de generación para los tres escenarios analizados.....	4-65
Figura 4.31 Variación del mix de generación para los tres escenarios analizados.....	4-65
Figura 4.32 Comparación del coste marginal durante el año 2014 sin los nuevos proyectos eólicos (azul) y con ellos (salmón)	4-66
Figura 4.33 Ganancia comparativa.....	4-66

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Longitudes de las líneas de transmisión por niveles de tensión	3-7
Tabla 3.2 Generadores según tipo de despacho [61]	3-10
Tabla 3.3 Capacidad instalada en Colombia a octubre de 2014 [62]	3-11
Tabla 3.4 Generadores según tecnología [61]	3-12
Tabla 3.5 Longitudes de las líneas de transmisión por niveles de tensión [61].....	3-13
Tabla 3.6 Cadenas hidráulicas [67].....	3-19
Tabla 3.7 Costes incluidos en la oferta de precio	3-19
Tabla 4.1 Contribución al mix español a diciembre de 2010	4-4
Tabla 4.2 Tarifa 6.0.....	4-9
Tabla 4.3 Evolución de la energía gestionada en servicios de ajuste	4-13
Tabla 4.4 Datos de los generadores	4-16
Tabla 4.5 Datos de las líneas	4-16
Tabla 4.6 Datos de las cargas.....	4-16
Tabla 4.7 Programación de la generación.....	4-18
Tabla 4.8 Sobrecarga en las ramas para los escenarios pico y fuera de pico.....	4-19
Tabla 4.9 Violaciones de límites de tensión en los nudos para los escenarios pico y fuera de pico.....	4-19
Tabla 4.10 Precios de casación sin restricciones	4-21
Tabla 4.11 Despacho de generación	4-22
Tabla 4.12 Características de las líneas y los transformadores.....	4-25
Tabla 4.13 Oferta típica de los generadores a las 20:00 horas de un día hábil.....	4-26
Tabla 4.14 Demanda típica a las 20:00 horas un día hábil	4-27

Tabla 4.15 Clasificación de las líneas	4-30
Tabla 4.16 Programación horaria de la generación	4-45
Tabla 4.17 Líneas de tipo 1	4-47
Tabla 4.18 Líneas de tipo 3 y de tipo 4	4-48
Tabla 4.19 Líneas de tipo 4	4-50
Tabla 4.20 Programación de generación	4-50
Tabla 4.21 Generación eólica proyectada.....	4-53
Tabla 4.22 Número de aerogeneradores por parque.....	4-54
Tabla 4.23 Análisis de datos eólicos	4-55
Tabla 4.24 Generación eólica para cada uno de los 24 periodos horarios.....	4-58
Tabla 4.25 Programación 24 periodos horarios de la Generación.....	4-59
Tabla 4.26 Líneas de transmisión 500-220kV	4-62
Tabla 4.27 Variación MCP para los tres escenarios analizados.	4-63
Tabla 4.28 Variación MCP para los tres escenarios analizados.	4-64

1 Introducción

La liberalización de los mercados ha sido internacionalmente la vía empleada para dar respuesta a retos del sector eléctrico como la falta de suministro, en unos casos, y la falta de competitividad, en otros. Su objetivo fundamental ha sido maximizar los beneficios de los usuarios mediante la competencia entre las empresas.

Para promover la competencia entre generadores, se permite la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deben estar integrados en el sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista. Como contraparte, comercializadores y grandes consumidores actúan para recibir la energía eléctrica producida por los generadores. El precio de la electricidad en este mercado se establece de acuerdo con los mecanismos de casación de la oferta y la demanda entre las partes participantes sin la intervención del Estado, quien únicamente establece las reglas generales.

Los mercados y sus reglas están relacionados con el desarrollo económico, los acuerdos internacionales, los tratados de libre comercio y la existencia de barreras comerciales. Para su desarrollo y para la confianza de los agentes, los mercados deben ser transparentes. El final del siglo XX trajo consigo el inicio de una nueva era para el sector eléctrico. Un sector considerado muchos años como monopolio controlado por el estado empezaba a liberalizarse, a permitir la participación en generación y comercialización de nuevos participantes y a establecer modelos económicos que maximizaran el beneficio de la sociedad. Desde sus inicios, un reto de este nuevo mercado es combinar las herramientas de la ingeniería con modelos económicos transparentes, de tal forma que ha ido evolucionando sin dejar de lado su objetivo principal: maximizar el beneficio social neto.

Las entidades que intervienen en los mercados eléctricos son:

- Generadores ordinarios.
- Generadores en régimen especial. Reciben un tratamiento diferenciado.
- Red de transporte.

- Red de distribución.
- Consumidores.
- Operador del mercado.
- Operador del sistema (TSO).
- Entidad reguladora.

Según el horizonte temporal hay diferentes tipos de mercado. El mercado *spot*, o *mercado de contado*, es un mercado a corto plazo (generalmente un día), mientras que el mercado *forward* (mercado de contratos a plazo) y el de futuro son mercados a más largo plazo. El mercado *spot* está basado en técnicas de subasta, de tal forma que muchas de sus características se derivan de ello. Esta tesis se enmarca en el horizonte del mercado *spot*.

Existen diferentes modelos de fijación de precios. Los más sencillos se basan en lista de prioridades con casación simple o con condiciones. Los más complicados utilizan técnicas de flujo de cargas óptimo.

En cualquier caso, siempre se deben cumplir las restricciones de la red eléctrica. El tratamiento de las restricciones se puede abordar en diferentes etapas: en la casación o después de la casación, como ocurre en la mayoría de los mercados. Este caso, a su vez, se puede resolver de varias maneras, generalmente mediante los precios ofertados para la casación por subasta independiente.

El mercado debe garantizar el suministro, tanto en condiciones normales de operación como en el caso de fallo accidental de algunos de sus elementos (generadores, líneas, transformadores). Por ello es necesario realizar un análisis de contingencias y considerarlas en el resultado final de la casación. Este problema depende fundamentalmente de la robustez del sistema eléctrico sobre el que funciona el mercado y se han publicado y aplicado numerosas formas de abordarlo.

Esta tesis tiene por objeto analizar mercados eléctricos con restricciones, desarrollar nuevos modelos de análisis de estos mercados, y aplicarlos a sistemas reales, como el de Colombia, teniendo en cuenta las características propias de cada sistema, como las limitaciones debidas a la red y a los grupos generadores.

1.1 Planteamiento del problema

Los mercados eléctricos reales presentan gran complejidad por una serie de razones como:

- La dimensión de los mismos.
- El mix de generación y las restricciones de cada tecnología.
- Los métodos de fijación de precios.
- Las restricciones físicas asociadas a la red.
- La creciente incorporación de energías subvencionadas.

En los inicios de esta tesis, se evaluaron dos alternativas:

- Utilizar sistemas y mercados extraídos de la bibliografía técnica.
- Utilizar sistemas reales.

Se optó por utilizar sistemas reales, con la dificultad adicional asociada a la obtención de los datos y la depuración de los mismos, lo que ha provocado demoras importantes en algunas etapas del trabajo.

En primer lugar ha sido necesario conocer con más detalle el funcionamiento de mercados reales, lo que motivó la realización de la primera actividad de la tesis, consistente en analizar el sistema español y la restricción provocada por la incorporación de la energía renovable a precio cero en la fijación del precio.

A continuación se seleccionaron los dos mercados a analizar, que presentan diferencias en cuanto a dimensión, complejidad y robustez de la red: el de República Dominicana y el de Colombia.

En el proceso de búsqueda de la forma más adecuada de abordar la solución de restricciones técnicas de estos mercados, se planteó la siguiente actividad: la utilización de un modelo reducido, adaptado de la bibliografía técnica, con el que se probaron algunas técnicas.

En base a la experiencia anterior se extrajeron las siguientes conclusiones:

- Algunas contingencias no son gestionables y abortan el proceso de gestión de las que sí lo son. Es necesario realizar un análisis previo de la red para la selección de contingencias.
- Había que plantearse alcanzar un proceso compacto de tratamiento de las restricciones gestionables a priori.

Como resultado de estas conclusiones se definieron las siguientes actividades a desarrollar.

Finalmente, por la situación de incremento de energía eólica en los actuales sistemas eléctricos y la conveniencia de conocer su influencia en el precio del mercado, se incorporaron las dos últimas actividades.

1.2 Objetivo general de la tesis

El objetivo general de esta tesis doctoral es desarrollar modelos para análisis de mercados eléctricos que permitan resolver las restricciones técnicas de los sistemas eléctricos a los que se aplican (tanto en estado normal de operación como ante posibles contingencias). Para demostrar su validez, los modelos se aplican a dos casos reales, el sistema eléctrico de República Dominicana y el sistema de Colombia.

Como se ha mencionado, los sistemas elegidos presentan características distintas. El primero (República Dominicana) es un sistema eminentemente radial y con alta penetración térmica. El segundo (Colombia) es un sistema de mayor dimensión, más complejo y con generación mayoritariamente hidráulica.

1.3 Objetivos de la tesis

Para alcanzar el objetivo principal, la metodología que se ha seguido se basa en establecer y cumplir los siguientes objetivos parciales:

-
- Analizar la situación del mercado eléctrico en España. Particularizado al periodo 1996-2010, el objeto de este análisis es conocer en más detalle la influencia de los factores más importantes que condicionan su funcionamiento y, en particular, la restricción que supone incorporar a precio cero la energía renovable.
 - Realizar un modelo de análisis de un mercado eléctrico competitivo con restricciones, de dimensión reducida. Con ello se pretende ensayar con facilidad técnicas de solución de restricciones.
 - Realizar un modelo de análisis para aplicación a un mercado eléctrico real competitivo con restricciones: caso dominicano. En esta fase se pretende desarrollar las herramientas necesarias para lograr el objetivo general de la tesis. Para ello se han diseñado los algoritmos para la clasificación y selección de contingencias y para el tratamiento de las mismas de una forma adecuada. Se han aplicado a un sistema real de dimensión más amplia, el de República Dominicana.
 - Aplicar el modelo de análisis de un mercado eléctrico real competitivo con restricciones al caso colombiano. En esta etapa se pretende aplicar los algoritmos desarrollados en el objetivo anterior a un sistema más complejo, el de Colombia, en el que además se incorpora un modelo de casación con costes de arranque y restricciones entre horas.
 - Analizar la influencia de la entrada de generación eólica en el mercado colombiano. Tiene por objeto analizar la aplicación de la metodología ante la incorporación de la energía eólica prevista a corto plazo en Colombia.

1.4 Organización de la exposición

Esta tesis contiene cinco capítulos cuyo contenido se detalla a continuación:

En el capítulo 1 se hace una introducción sobre la misma, se plantea el problema, se establecen los objetivos y se explica la organización de la exposición.

En el capítulo 2 se describe el estado de la técnica, incluyendo los modelos matemáticos existentes. Se encuentra dividido en mercado mayorista de electricidad, despacho eléctrico, flujo de cargas óptimo, análisis de contingencias y flujo óptimo con restricciones de seguridad. En este capítulo se realiza una revisión bibliográfica de la literatura publicada por diferentes investigadores sobre estos temas y se presentan las ecuaciones más importantes asociadas a los modelos publicados. También se hace mención a los modelos y ecuaciones desarrollados en la tesis.

El capítulo 3 aborda la descripción de los mercados eléctricos en España, República Dominicana y Colombia. En este capítulo se analiza cómo funcionan cada uno ellos, haciendo énfasis en el mercado de efectivo y en la forma en que se tratan las restricciones, siguiendo la normativa correspondiente a cada país.

El capítulo 4 explica, en forma ordenada cronológicamente, los trabajos realizados a lo largo del desarrollo de esta tesis para alcanzar los objetivos propuestos y la metodología empleada. En la introducción al capítulo, se explica su estructura. A continuación se expone el trabajo realizado, ordenado en cinco partes diferentes.

El capítulo 5 presenta las conclusiones de la investigación, las aportaciones más relevantes a las que esta tesis ha dado lugar, las publicaciones asociadas a la misma y, finalmente, una propuesta de futuras investigaciones para profundizar en esta línea de investigación.

2 Estado de la Técnica

2.1 Introducción

Un mercado eléctrico es un sistema creado para que los compradores y los vendedores de energía eléctrica interactúen realizando sus transacciones. Su objetivo fundamental es maximizar los beneficios de los usuarios mediante la competencia entre las empresas manteniendo la calidad del suministro y la mejora del medio ambiente mientras los precios se fijan en un mercado libre.

En este capítulo se analizará el estado de la técnica asociada a este trabajo de tesis doctoral, iniciando con los conceptos básicos de un mercado hasta llegar a describir los métodos asociados a modelos de mercados con restricciones, para garantizar un funcionamiento transparente de un mercado eléctrico. Con este objetivo, el capítulo se encuentra dividido en cuatro partes. La primera de ellas establece los conceptos básicos del mercado en el que se centrará esta investigación (el mercado *spot*). En las tres partes restantes se establece en qué consiste el flujo de cargas óptimo, el análisis de restricciones y el flujo de cargas óptimo con restricciones, así como el estado de la técnica asociado.

2.2 El mercado mayorista de electricidad

Como se dijo anteriormente, un mercado eléctrico es un sistema creado para que los compradores y los vendedores interactúen realizando sus transacciones, pero son varias las condiciones que se fijan para realizar estas transacciones. Estas condiciones y su forma de realizar los acuerdos son las que fijan los diferentes tipos de mercado que existen: mercado *spot* (mercado de efectivo o de pago de contado), mercado *forward* (mercado de contratos a plazo) y mercado de futuro. El mercado *forward* y el mercado de futuro tienen en común que son negociaciones de compra o venta de energía eléctrica entre dos empresas para un momento determinado en el futuro. Pero se diferencian en que las transacciones que se realizan en el mercado de futuro se rigen por parámetros y reglamentos establecidos centralizadamente por el operador del mercado, mientras que las transacciones que se realizan en el mercado *forward* son a la medida de las partes que realizan el acuerdo de compra o venta de energía eléctrica [1].

2.2.1 Mercado *spot*

El mercado *spot* es el mercado de efectivos o de pago de contado. En este tipo de mercado mayorista, se compra y se vende de forma inmediata la energía eléctrica. Con este fin, una entidad que opera el mercado (*XM* para el caso colombiano) recibe el día anterior a una hora especificada (*day ahead market*) las ofertas para la compra y la venta de energía y establece por periodos, por ejemplo horarios, la casación entre ellas (24 horas para el caso colombiano).

El mercado *spot* está basado en técnicas de subasta, de tal forma que muchas de sus características se derivan de ellas. Las subastas se pueden clasificar de cuatro formas [1] [2]: de acuerdo al número de bienes ofertados, de acuerdo al tipo de casación, de acuerdo al precio y de acuerdo al mecanismo de la oferta.

De acuerdo al número de bienes ofertados, las subastas pueden ser de un único bien o de múltiples unidades ofertadas.

De acuerdo al tipo de casación, las subastas pueden ser:

- Simples: Se ordenan las ofertas de generación de menor a mayor precio y la demanda de mayor a menor, se colocan las curvas en un mismo plano y la casación se obtiene en el corte de ambas.
- Complejas: Se procede de forma similar a la casación simple pero se incluyen consideraciones técnicas de los grupos generadores participantes, por ejemplo, rampa de aumento o de reducción de la generación.
- Iterativas: Los participantes, conocedores de los resultados obtenidos en una casación simple, pueden presentar nuevas ofertas hasta llegar a una solución factible.
- Sucesivas: Se obtiene de la unión de varios mercados que se van casando de manera sucesiva.

De acuerdo al precio, las subastas pueden ser:

- Uniformes: El precio que se asigna a los diferentes generadores que resultan casados es el mismo, un ejemplo de este tipo son los mercados marginalistas.
- Discriminatorias: El precio que se paga a los diferentes generadores que resultan casados es el ofertado (*pay as bid*).

De acuerdo al mecanismo de oferta, las subastas pueden ser:

- Inglesa: La oferta se realiza de forma sucesiva y de manera pública, siempre existe la opción de mejorar la oferta del último ofertante, el bien lo compra quien haya realizado la oferta más alta. Las ofertas se realizan en forma ascendente.
- Holandesa: Similar a la subasta inglesa solo que las ofertas se realizan de manera descendente.
- De primer precio: Las ofertas se realizan al mismo tiempo y en forma secreta, el bien lo compra quien haya realizado la oferta más alta.

De esta clasificación se puede observar que son varios los diseños de mercados eléctricos y varias las posibles combinaciones para analizar un mercado. Esta tesis centra su estudio en el análisis de un mercado diario, seguro técnicamente, con casaciones complejas y con coste marginal, donde el precio se fija en el punto de equilibrio maximizando el beneficio social neto, figura 2.1.

Figura 2.1. Casación del mercado *spot*.

La compra y venta de energía que se establece en el mercado *spot* se conoce como *pool* en el caso español y como bolsa de energía (*Power Exchange*) en el caso colombiano [3].

2.3 Despacho

Siguiendo la técnica de orden de mérito (*priority list*), en el caso de Colombia, se establece el precio al que se casará el mercado. Este es el modelo utilizado mayoritariamente [4] y es un tipo de despacho económico tradicional cuyo objetivo principal es generar para abastecer la demanda al mínimo coste posible y maximizando los beneficios sociales de los participantes. Los agentes compradores y vendedores envían sus ofertas y estas se llevan a un nudo único, como se muestra en la figura 2.2.

Figura 2.2. Modelo de Nudo único.

Las disponibilidades de los generadores (ofertas), se envían para cada uno de los periodos a los que se casa el mercado (24 horas para el caso colombiano) y el modelo establece qué generadores deben conectarse y cuáles desconectarse para cada uno de dichos periodos, realizando el proceso de despacho óptimo de los costes de generación sujeto al equilibrio entre oferta y demanda. El modelo utilizado en esta tesis doctoral se caracteriza por ser de múltiples unidades ofertadas, casaciones complejas, precio uniforme y con un mecanismo de oferta de primer precio.

2.3.1 Despacho de nudo único

El objetivo principal de este modelo de optimización es establecer la programación horaria de la generación desde un punto de vista comercial y sabiendo de antemano que esta etapa no decide el despacho final, que debe caracterizarse por ser económico y seguro [3].

Para este fin se requiere minimizar la ecuación 2.1, teniendo en cuenta que esta involucra los costes asociados al arranque de unidades térmicas, haciendo uso de una programación entera mixta para la conexión y desconexión de unidades que entran o no en mérito en cada uno de los periodos horarios.

$$\text{Min} \sum_{k=1}^{pt} \sum_{g=1}^m (P_{g,k} C_g + A_g y_{g,k}) \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Donde:

- k representa cada uno de los periodos horarios.
- pt es el número de periodos.
- g es cada uno de los generadores del sistema.
- m es el número total de generadores.
- $P_{g,k}$ es la potencia activa producida por el generador g en el periodo k .
- C_g es el precio de oferta de la unidad generadora g .
- A_g es el precio de arranque de la unidad generadora g (solo aplica para generadores térmicos).
- $y_{g,k}$ es una variable binaria, asigna uno para conexión y cero en caso contrario.

La optimización está sujeta a restricciones de igualdad, $h(x, u) = 0$, y de desigualdad, $g(x, u) \leq 0$. Para el caso de nudo único, las ecuaciones de igualdad (ecuación 2.2) corresponden a los flujos de potencia que garantizan la estabilidad del sistema manteniendo el equilibrio entre la generación total y la demanda a abastecer. Y las ecuaciones de desigualdad corresponden a los bloques de energía ofertados (ecuación 2.3) y a las rampas de subida y de bajada de las unidades térmicas (ecuación 2.4).

$$\sum_{g=1}^m P_{g,k} = D_k \quad k = 1, 2, \dots, pt \quad \text{Ecuación 2.2}$$

Donde:

- D_k es la demanda de potencia activa en el periodo k .

$$P_{\max k,g} \geq P_{k,g} \geq P_{\min k,g} \quad \forall k, \forall g \quad \text{Ecuación 2.3}$$

Donde:

- $P_{max_{k,g}}$ es la máxima potencia activa del generador g en el periodo k .
- $P_{min_{k,g}}$ es la mínima potencia activa del generador g en el periodo k .

$$Rdn_g \leq P_{k,g} - P_{k-1,g} \leq Rup_g \quad \forall k, \forall g \quad \text{Ecuación 2.4}$$

Donde:

- Rdn_g es la es la rampa de bajada del generador g .
- Rup_g es la es la rampa de subida del generador g .

Este modelo tiene como ventaja la sencillez de la operación y como desventajas que solo refleja el equilibrio entre la generación y la demanda e ignora las restricciones técnicas asociadas a las líneas.

2.3.2 Comprobación del despacho

El despacho resultante se analiza para evaluar si las tensiones en los nudos y los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas y transformadores se encuentran dentro de los límites establecidos por el operador del sistema.

Para el cálculo de los flujos de cargas se pueden utilizar distintos métodos: Gauss-Seidel, Newton-Raphson o Newton-Raphson desacoplado. Todos se caracterizan por ser procesos iterativos basados en las ecuaciones 2.5, 2.6 [5].

$$P_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad \forall i \quad \text{Ecuación 2.5}$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad \forall i \quad \text{Ecuación 2.6}$$

Donde:

- P_i es la potencia activa que se inyecta al sistema a través del nudo i .
- Q_i es la potencia reactiva que se inyecta al sistema a través del nudo i .
- V_i es el módulo de la tensión del nudo i .

- δ_i es el argumento de la tensión del nudo i .
- Y_{ij} es el módulo del elemento ij de la matriz de admitancias nodales.
- θ_{ij} es el argumento del elemento ij de la matriz de admitancias nodales.

Para los cálculos de verificación de los modelos desarrollados en esta tesis, se han utilizado el flujo de cargas del software *Digsilent Power Factory* y el flujo de cargas basado en el método de Newton-Raphson desarrollado por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de la UPM [6].

2.4 Flujo de cargas óptimo

El objetivo principal de un flujo de cargas óptimo es optimizar una condición estática de la operación, garantizando una operación segura y un punto de operación económico. Introducido por J. Carpentier en los años 60 [4][7], un flujo de cargas óptimo ofrece las ventajas del despacho económico (del que procede) y del análisis de las redes de transmisión (flujo de cargas), lo que responde a la necesidad de tener un sistema eléctrico seguro técnicamente y con mínimos costes de generación. Un flujo de cargas óptimo tiene como fin maximizar o minimizar una función seleccionada como objetivo, sujeta a restricciones previamente establecidas [8].

Los modelos asociados a flujos de cargas óptimos aplicados a sistemas de potencia son complejos, de gran tamaño y muchas veces de difícil convergencia, sobre todo si, adicionalmente a las restricciones propias de la red y de los grupos generadores, se involucran modelos de resolución de restricciones técnicas. Sin embargo, el método tiene alto grado de madurez (con una amplia bibliografía publicada sobre el tema), su aplicación con éxito en sistemas de gran escala le da un buen grado de confiabilidad y su flexibilidad permite incorporar: restricciones reales, pérdidas exactas, criterios de seguridad y variables de control.

Las aplicaciones del flujo de cargas óptimo son diversas, sin embargo se podrían agrupar en tres categorías: las asociadas a la potencia activa, las asociadas a la potencia reactiva y las generales. Las asociadas a potencia activa incluyen: mínimo coste de generación, mínimo coste de pérdidas, despacho medioambiental y otros. La aplicación relacionada con potencia reactiva se aplica entre otros a la minimización del número de

maniobras de elementos de compensación y las aplicaciones generales están asociadas a la programación del sistema [4][9].

Las técnicas matemáticas para resolver problemas de optimización se dividen en dos grandes categorías, las asociadas a análisis deterministas y las asociadas a análisis metaheurísticos [10]. Dentro de los modelos asociados a soluciones deterministas o a métodos clásicos se incluyen: la programación lineal [11], la programación entera, versiones híbridas de programación lineal y entera, soluciones basadas en condiciones de Newton [12][13], método del gradiente, método del punto interior y programación cuadrática [9]. Los métodos metaheurísticos por su parte se caracterizan por las simplificaciones que se utilizan para llegar a la solución y por las bondades que ofrecen a la hora de simular comportamientos específicos del sistema eléctrico, utilizando algoritmos aproximados de optimización (su solución no es necesariamente la óptima pero sí es una solución aproximada). Las técnicas metaheurísticas se pueden dividir en métodos basados en inteligencia artificial, algoritmos genéticos y algoritmos de búsqueda [14].

El flujo de cargas óptimo utilizado en esta tesis doctoral constituye un problema de optimización no lineal-entera, cuyo objetivo es minimizar el coste total de generación de potencia (ecuación 2.1), sujeto a restricciones de tipo operacional y de seguridad propias de una red eléctrica de potencia. Por simplicidad, estas ecuaciones se pueden linealizar, para lo cual se utiliza el modelo de flujo de cargas en corriente continua, que funciona bajo tres suposiciones [15]:

- Suposición 1: se trabaja con líneas largas modeladas por su impedancia serie, donde la resistencia r_{ij} es despreciable en comparación con la reactancia x_{ij} , de tal forma que la ecuación 2.5 se transformaría en la ecuación 2.7.

$$P_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \quad \forall i \quad \text{Ecuación 2.7}$$

- Suposición 2: la diferencia angular es muy pequeña entre nudos i y j , conectados por una rama (ecuación 2.8).

$$P_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j B_{ij} (\delta_i - \delta_j) \quad \forall i \quad \text{Ecuación 2.8}$$

- Suposición 3: se considera el comportamiento normal de los sistemas regidos por un operador en el que las tensiones de los nudos son aproximadamente iguales a uno en por unidad (1 p.u.) (ecuación 2.9).

$$P_i = \sum_{j=1}^n B_{ij} (\delta_i - \delta_j) \quad \forall i \quad \text{Ecuación 2.9}$$

Donde:

- P_i es potencia neta inyectada en el nudo i .
- B_{ij} es el elemento i, j de la matriz de susceptancias nodales.

De tal forma que las restricciones asociadas a los grupos generadores, al sistema y a la red de transporte utilizadas son:

- a) Restricciones de igualdad: son las ecuaciones de balance de potencia activa en todos los nudos del sistema (ecuación 2.10).

$$P_{Gi} - \sum_{j=1}^n B_{ij} (\delta_i - \delta_j) = P_{Di} \quad \forall i \quad \text{Ecuación 2.10}$$

Donde:

- P_{Gi} es la potencia generada en el nudo i .
- P_{Di} es la potencia demanda en el nudo i .

- b) Restricciones de desigualdad: son los límites que deben satisfacer las variables de control y estado. Estos límites son impuestos por el operador del sistema y para este caso incluyen los límites en el flujo de potencia por líneas y transformadores y los límites de potencia en cada uno de los generadores. Son de tres tipos:

- 1) Límites de flujos en líneas y transformadores: se establecen para evitar sobrecargas en las líneas y en los transformadores.

$$-P_{L_{ij}}^{\max} \leq P_{L_{ij}} \leq P_{L_{ij}}^{\max} \quad \text{Ecuación 2.11}$$

Donde:

- $P_{L_{ij}}$ es el flujo de potencia activa de la línea entre el nudo i y el nudo j .
 - $P_{L_{ij}}^{\max}$ es el límite de operación de la línea entre el nudo i y el nudo j .
- 2) Límites de potencia activa ofertada por cada uno de los m generadores: se establece para mantener los límites operativos y térmicos de acuerdo a la disponibilidad ofertada por cada generador.

$$v_g P \min_g \leq P_g \leq v_g P \max_g \quad \text{Ecuación 2.12}$$

- 3) Límite de la rampa de los generadores térmicos (ecuación 2.4).

Este modelo considera ecuaciones de igualdad y desigualdad que garantizan el cumplimiento de las restricciones de operación impuestas por el operador del sistema, pero no garantiza la seguridad en caso de presentarse contingencias.

2.5 Análisis de contingencias

El análisis de contingencias y las restricciones de seguridad son aspectos insoslayables dentro del correcto funcionamiento de los mercados eléctricos. Las técnicas de flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad buscan garantizar el óptimo económico sujeto a restricciones en operación normal y en caso de falta.

Esta operación segura se obtiene con un control óptimo de las posibles restricciones técnicas que se podrían presentar en el sistema. De acuerdo con [16] “una restricción técnica es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red de transporte o del sistema conjunto producción-transporte que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del Operador del Sistema, la modificación de los programas”. Esta definición enfrenta al operador a la planificación de mercado fuera de línea, con una tarea titánica debido al número de contingencias que se debe analizar para alcanzar

la seguridad y que le permitiría encontrar la ecuación correcta para hallar el punto de equilibrio en la casación [17].

Las restricciones de acuerdo con [18] pueden ser de dos tipos, las eléctricas y las operativas.

Se definen las restricciones eléctricas como “la limitación en el equipamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN), o de las Interconexiones Internacionales, tales como límites térmicos admisibles en la operación de equipos de transporte o transformación, límites en la operación del equipamiento que resulten del esquema de protecciones (locales o remotas), límites de capacidad del equipamiento o, indisponibilidad de equipos”.

Las restricciones operativas se definen como “la exigencia operativa del sistema eléctrico para garantizar la seguridad en Sub-Áreas o Áreas Operativas, los criterios de calidad y confiabilidad, la estabilidad de tensión, la estabilidad electromecánica, los requerimientos de compensación reactiva y de regulación de frecuencia del SIN”. Las restricciones se traducen en sobrecostos en los que incide la operación, porque la solución a las mismas está asociada a la entrada de uno o más generadores que no entraron en mérito por los costes asociados y porque limitan la entrada de generadores más económicos por problemas en las líneas de transmisión.

La evaluación de seguridad tiene dos funciones [19]. La primera, es la detección de las violaciones, función que está asociada al operador del sistema que monitorea cada uno de los estados de operación del mismo y compara las variables en nudos y redes con los límites establecidos. La segunda función es el análisis de las contingencias, y en ella se centra el objetivo de esta tesis doctoral, dentro del contexto de flujo de cargas óptimo con análisis de seguridad.

En esta investigación se utiliza el criterio $n-1$, donde n es el número total de elementos en el sistema. $n-1$ son los elementos totales del sistema con un elemento fuera de servicio, que puede ser una unidad de generación, una línea de transmisión o un transformador [20]. La figura 2.3 muestra un ejemplo con un sistema de tres líneas, dos generadores y dos cargas, las figuras 2.4 y 2.5 ilustran el criterio $n-1$ utilizado.

Figura 2.3. Criterio $n-1$. Sistema completo Figura 2.4. Criterio $n-1$. Pérdida de cada uno de los generadores Figura 2.5 Criterio $n-1$. Pérdida de cada una de las líneas

La literatura científica relacionada con la selección de contingencias divide estas técnicas en dos grupos, las basadas en métodos determinísticos y las basadas en métodos estocásticos. Los métodos determinísticos se clasifican en [21]:

- 1) Factores de sensibilidad lineal. Se basan en flujos de cargas de corriente continua y son de dos tipos: el primero, basado en la razón de cambio de la potencia activa en las líneas después de la pérdida de una línea (LODF) [21] y, el segundo, basado en el factor de cambio de la potencia activa en las líneas debido a la pérdida de una unidad de generación (GSF).

Estos factores se caracterizan por ser métodos aproximados y rápidos para realizar el análisis de seguridad. Asumen que, si una variable de ajuste cambia,

el sistema actuará para mantener el equilibrio en las ecuaciones de potencia. Los factores de cambio de generación se denotan como a_{li} (ecuación 2.13) y se calculan:

$$a_{li} = \frac{\Delta f_l}{\Delta P_i} \quad \text{Ecuación 2.13}$$

Donde:

- l es un índice que hace referencia a la línea.
- i es un índice que hace referencia al nudo.
- Δf_l es el incremento en el flujo de potencia activa de la línea l ante la salida de un generador.
- ΔP_i es el incremento en la generación en el nudo i provocado por la pérdida del generador.

Las variaciones de las potencias en los elementos del sistema se resuelven mediante la aplicación de la ecuación 2.14, donde $\hat{f}_l$ es el flujo en las líneas ante la salida de un generador. Puede compararse con las restricciones establecidas por el operador y determinar la lista de contingencias que las violan.

$$\hat{f}_l = f_l^0 + a_{li} \Delta P_i \quad \text{Ecuación 2.14}$$

En forma análoga se calcula el LODF para pérdida de una de las líneas en el sistema representado por d_{lk} (ecuación 2.15).

$$d_{lk} = \frac{\Delta f_l}{f_k^0} \quad \text{Ecuación 2.15}$$

Donde:

- Δf_l es el incremento en el flujo de potencia activa de la línea l .
- f_k^0 es el flujo de potencia activa de la línea k antes de la apertura.

Así, el factor $\hat{f}_l$ para la pérdida de la línea se indica en la ecuación 2.16.

$$\hat{f}_l = f_l^0 + d_{lk} f_k^0 \quad \text{Ecuación 2.16}$$

2) Selección de contingencias mediante índices de severidad (*Performance Index, PI*). Los índices de severidad son factores que permiten cuantificar en qué medida una falta puede afectar el sistema, clasificando las contingencias de la más severa a la de menor importancia de acuerdo al:

- Impacto sobre los flujos de potencia activa en la red.
- Impacto sobre la tensión en los nudos y/o la inyección de potencia reactiva.

En [22][23][24][25][26][27] se describen varias propuestas para el cálculo del *PI*. De acuerdo con [21], *PI* se expresa como (ecuación 2.17):

$$PI = \sum_{\text{Todas las líneas}} \left(\frac{P_{\text{flujo } l}}{P_l^{\max}} \right)^{2n} \quad \text{Ecuación 2.17}$$

Donde:

- $P_{\text{flujo } l}$ es el flujo de potencia activa de la línea l .
- $P_l^{\max}$ es el límite de potencia activa de la línea l .
- n es un número entero positivo.

De acuerdo a Mikolinnas y Wollenberg en [22], el *PI* es de valor bajo cuando las líneas no sobrepasan los límites y alto cuando los límites son violados. El problema de este método es que se enmascaran algunas líneas con contingencia. Halpin, Fishl y Fink, en [23] presentan una variante de la ecuación 2.17, en la que se incluyen coeficientes de ponderación, w_l , que permiten tener en cuenta el conocimiento empírico del operador sobre el sistema que analiza, valorando de manera diferente las líneas que lo componen (ecuación 2.18).

$$PI = \sum_{\text{Todas las líneas}} w_l \left(\frac{P_{\text{flujo } l}}{P_l^{\max}} \right)^{2n} \quad \text{Ecuación 2.18}$$

Chen, Malik, Wang y Xian [28] utilizan una relación general (ecuación 2.19), que permite calcular el PI tanto para flujos en líneas como para niveles de tensión y, al igual que la ecuación 2.19, incluye factores de ponderación.

$$PI = \sum_{Todas\ las\ líneas} w_i \left(\frac{x_i}{X_i} \right)^{2n} \quad \text{Ecuación 2.19}$$

Donde x_i es la magnitud monitoreada (flujo en las líneas o niveles de tensión) y X_i son los límites máximos de cada variable, respectivamente.

- 3) Método de relajación concéntrica (*Concentric Relaxation*) [21] [29] [30]. Parte de la base de que una falta en un sistema de potencia solo tiene un efecto limitado a las proximidades del sitio geográfico en el que se presentó. De tal forma que circunscribe el análisis del efecto de una falta a una o varias zonas determinadas, clasificando los nudos con 1 ó 0 de acuerdo a si se encuentran o no dentro del radio de incidencia de la contingencia. Este método se aplica basado en flujos de carga de corriente continua.
- 4) Método de frontera (*Bounding Method*) [31]. Esta técnica funciona siguiendo la misma metodología que el método de relajación concéntrica solo que extiende su análisis a flujo de cargas de corriente alterna. Funciona en forma desacoplada calculando, por un lado, las violaciones de los límites de flujos de potencia en las líneas y los transformadores y, por otro, las tensiones en los nudos. Para cada contingencia, el algoritmo selecciona fronteras para establecer tres subsistemas circundantes a la contingencia: área afectada, área intermedia y área segura.
- 5) Selección de contingencias utilizando flujo de cargas de corriente alterna o de corriente continua (*contingency analysis*) [21]. Este es un método tradicional del tipo n-1 que permite evaluar las contingencias y seleccionar aquellas que conducen al sistema fuera de los límites de operación de tensión en los nudos y/o fuera de los límites de potencia activa en las líneas y transformadores, este análisis puede realizarse en corriente alterna o en corriente continua.
- 6) Métodos híbridos. Surgen de la combinación de dos métodos. Por ejemplo, en [32], Meliopoulos, Cheng y Xia, combinan el método heurístico denominado

índice de rigidez de contingencia (*contingency stiffness index*) y el método *PI* para realizar el análisis de contingencias. Estas se clasifican en tres clases: A, B y C. Las contingencias de la clase A se caracterizan por causar cambios no lineales en el sistema; las de la clase B, por causar discontinuidades; y las de la clase C son las contingencias restantes. Dado las particularidades que cada contingencia causa en el sistema y que las contingencias clase A y B son un número muy bajo dentro del total de las contingencias que se presentan en un sistema eléctrico, el modelo soluciona las contingencias tipo C, utilizando el método PI, reduciendo así el número de faltas enmascaradas que se podrían presentar si este se utilizara solo. En [33], Gasim, Mohamed y Hassan realizan un análisis de contingencia para detectar debilidades en la red utilizando el sistema eléctrico de Sudán. Para este objetivo realizaron un análisis de contingencia basado en flujo de cargas en corriente continua y técnica PI.

En esta tesis, se realiza inicialmente (sección 4.3) una versión modificada del sistema que se utiliza en [21], un sistema de 6 nudos, 7 generadores y 10 líneas, con el método selección de contingencias utilizando flujo de cargas de corriente alterna (*contingency analysis*). Al implementar este modelo en sistemas mayores y reales (caso de República Dominicana y caso de Colombia, secciones 4.4 y 4.6, respectivamente), fue necesario realizar un nuevo modelo híbrido, que clasificara previamente líneas en diferentes tipos y permitiera realizar un despacho seguro. Las líneas se clasifican en cuatro tipos, 1, 2, 3 y 4, para lo que se utilizan dos métodos. El primero, basado en teoría de circuitos y el comportamiento de la matriz de admitancias, clasifica las líneas en los tipos 1 y 2. Este tipo de líneas no se tendrían en cuenta en el despacho seguro ya que su comportamiento ante una salida crea inestabilidades o racionamiento en el sistema. Es importante anotar que este tipo de líneas son el menor porcentaje en los sistemas estudiados. El segundo método se basa en la selección de contingencias utilizando flujo de cargas de corriente continua (*contingency analysis*). Clasifica las líneas en los tipos 3 y 4, siendo las líneas de tipo 3 las que no sobrepasan los límites de operación fijados por el operador y las de tipo 4 las que requieren ser reprogramas mediante un despacho seguro que no cause

violación en las restricciones previamente establecidas. Adicionalmente, para corroborar los resultados obtenidos se verificó la clasificación de líneas en tipo 3 y 4 utilizando factores de sensibilidad lineal.

2.6 Flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad

En la literatura científica se describen diferentes métodos para la resolución de problemas de optimización complejos [4], que van desde métodos que utilizan modelos tradicionales como el simplex, hasta modelos más estructurados y con guía para acelerar la obtención de los resultados (punto interior), modelos de programación cuadrática (función objetivo cuadrática y con restricciones lineales), modelos duales para resolver problemas de este tipo y modelos de programación lineal entera mixta (cuya función objetivo y/o restricciones incluyen la conexión o desconexión de las unidades de generación).

La introducción de variables asociadas al flujo de cargas en corriente alterna incrementa la dificultad del problema, pues se aumenta el número de variables y los métodos matemáticos utilizados son más complejos [34]. A estos problemas se les conoce como flujos de cargas óptimos no lineales. Dentro de los métodos no lineales se puede encontrar [35]:

- Métodos asociados a direcciones de descenso. Se caracterizan por no contar con restricciones y porque su función objetivo parte de un determinado valor con una dirección de descenso y pasos preestablecidos. En este grupo se encuentran: Método de Newton, Método de Cuasi-Newton, Método del gradiente y Método de direcciones conjugadas.
- Métodos de penalizaciones. Se caracterizan por incluir en la función objetivo un término de penalización en caso de violarse las restricciones. En este grupo se encuentran: Método de Penalización exterior, Método de Penalización interior y Método del Lagrangiano Aumentado.
- Métodos de programación no lineal entera mixta. Similar a la lineal pero para restricciones o función objetivo no lineales.

- Métodos de optimización de descomposición, se caracteriza por descomponer el problema en varios sub-problemas. Dentro de este grupo se puede mencionar: Dantzig-Wolfe, Benders y Relajación Lagrangiana (LR).

Otros métodos son los asociados a técnicas estocásticas de optimización, que utilizan técnicas de inteligencia artificial (*Artificial Intelligence Techniques*). Se pueden dividir en: Algoritmos Genéticos (*Genetic Algorithms*), Redes Neuronales Artificiales (*Artificial Neural Networks-ANN*), Lógica Difusa (*Fuzzy Logic-FL*), Programación Evolutiva (*Evolutionary Programming-EP*), Optimización de Colonia de Hormigas (*Ant Colony Optimization-ACO*), Optimización por Enjambre de Partículas (*Particle Swarm Optimization-PSO*) y Optimización por enjambre de bacterias (*Bacteria Swarm Foraging Optimization-BSFO*) [4] [36].

Como paso previo para abordar el problema de optimización con restricciones de red que se plantea en esta tesis, se han analizado las contribuciones de diferentes autores:

- Chamorel y Germont en [11] desarrollan un modelo basado en el desacople de potencia activa y reactiva mediante optimización lineal, de tal forma que se realiza la optimización en dos pasos. Primero, se realiza una optimización de potencia activa (la cual se considera prioritaria) utilizando un flujo de cargas en corriente continua sin tener en cuenta las pérdidas. Para la optimización de potencia reactiva se tiene en cuenta que una modificación de tensión modifica las cargas. Los límites de tensión en los nudos se corrigen utilizando las tomas en los transformadores que forman parte del sistema.
- Shaw en [12] presenta un algoritmo para programar las unidades de generación térmica para cumplir con la demanda, mientras se satisface la seguridad en el sistema y las restricciones de flujo en las líneas de transmisión. Las restricciones son incluidas directamente en la función objetivo con funciones de penalización utilizando optimización dual.
- Ma, Shahidehpour y Marwali en [37] utilizan el método de Benders para hallar el despacho en un escenario de 24 horas para generadores térmicos, dividiendo el problema en varias etapas. En la primera, se halla el despacho

sin considerar las restricciones técnicas La segunda parte se divide en dos subproblemas, el primero soluciona las restricciones de flujo en la red y el segundo las restricciones de tensión.

- Jabr, Coonick y Cory en [38] realizan un análisis de seguridad de red $n-1$ y $n-2$ con los criterios de operación establecidos en el *pool* inglés y de Gales. El objetivo es minimizar los costes totales de la generación y, como ecuaciones de restricción, se utilizan las ecuaciones de balance generación-demanda y las ecuaciones de flujo de cargas en continua. Dada la complejidad de los problemas de optimización, el método heurístico utilizado no ofrece garantías de hallar el punto óptimo y detectar viabilidad.
- Lobato, Rouco, Navarrete, Casanova, García y López en [39] proponen un modelo con análisis de contingencias $n-1$ para 24 horas, compuesto por cinco pasos: el primero consiste en la casación del mercado y el establecimiento de los elementos del sistema que se encuentran desconectados por razones de mantenimiento. En el segundo paso se analiza mediante un flujo de cargas de corriente continua qué faltas causan sobrecargas en las líneas. El tercer paso soluciona las restricciones asociadas a las sobrecargas debidas a contingencias. El cuarto paso analiza mediante un flujo de cargas de alterna AC qué faltas causan violación en los límites de tensión y el quinto soluciona las restricciones asociadas a dichas violaciones.
- Wang, Zhang y Deng en [40] utilizan programación dinámica para hallar un despacho económico seguro que responde a limitaciones de capacidad de transferencia, pérdidas en las líneas y rampas en los generadores.
- Yan, y Sekar en [41] garantizan la operación del sistema en forma segura analizando violaciones de los límites de flujo por las líneas y de tensión en los nudos. La función objetivo es la minimización de la potencia activa (coste del combustible) y las restricciones de igualdad y de desigualdad se seleccionan entre los límites de todas las variables de control, las ecuaciones de flujo de potencia, el balance carga/generación, los límites de flujo entre redes y los límites de tensión en los nudos. Esta metodología analiza las contingencias utilizando flujo de cargas linealizado y factores de sensibilidad.

- Lobato, Rouco, Gómez, Echavarren, Navarrete, Casanova y López en [42] resuelven por etapas las restricciones de red para un escenario de 24 horas. Se analizan las restricciones de red utilizando flujo de cargas de continua y las restricciones de tensión con un flujo de cargas desacoplado rápido 1P-1Q. Se realiza el despacho preventivo de potencia activa, utilizando un modelo de optimización lineal. La metodología está compuesta por dos algoritmos en los que, mediante un proceso iterativo, se conecta un generador en cada iteración para resolver las restricciones de tensión y de reactiva que surgen en la ocurrencia de las contingencias. Utiliza optimización lineal entera mixta y busca soluciones individuales desacopladas para cada caso por hora, para luego reunir las y obtener una solución acoplada de las restricciones de tensión en los 24 escenarios.
- Lobato, Rouco, Navarrete, Casanova y López en [43] proponen un método de solución de las restricciones utilizando la herramienta informática ARO. Con ella, se realiza el tratamiento de las restricciones técnicas impuestas por la red de transporte en el mercado de electricidad español desde el punto de vista técnico y su objetivo es encontrar la variación mínima del despacho resultante de la casación de las ofertas de generación y demanda que satisface las restricciones de operación en condiciones normales y en contingencia. La metodología utilizada es la misma que en [42].
- Fu y Li en [44] trabajan con un programa de despacho de generación con restricciones de seguridad mientras se garantiza el mínimo coste de operación. Utilizan descomposición de Benders para separar el despacho de generación de las restricciones de seguridad, siguiendo un modelo iterativo que termina cuando todas las restricciones son resueltas y se encuentra la solución óptima.
- Martínez-Crespo, Cuadros y Usaola en [45] analizan el caso particular del modelo español, caracterizado por tener solo restricciones de tensión, planteando una solución no lineal de programación entera-mixta con descomposición de Benders. Se divide el problema en dos niveles: el nivel

maestro, que se encarga de representar el problema de decisión (optimización lineal entera mixta), y el nivel esclavo, que realiza el flujo de cargas óptimo en alterna con restricciones de seguridad (problemas de optimización no lineal). Información más detallada de esta metodología se encuentra en [46]. En [47], los mismos autores buscan la solución óptima del problema de despacho con restricciones utilizando descomposición de Benders a tres niveles para un periodo de 24 horas, analizando como modelo el sistema Español.

En esta tesis se utiliza para el despacho seguro de las unidades generadoras un programa de optimización no lineal entera mixta que incluye variables enteras y continuas, se aborda un problema matemático complicado que involucra dentro de sus restricciones las condiciones de las líneas y transformadores en operación normal, así como la falta de aquellos que obligan a un re-despacho. El gran tamaño de los sistemas a los que se aplican los modelos desarrollados supone un grado de dificultad adicional.

3 Mercados eléctricos

En 1994 se inicia en Colombia el proceso de liberalización del mercado eléctrico. Se inicia con la expedición de la ley 142 de 1994 [48] y de la ley 143 de 1994 [49], en las que se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, respectivamente. Esta decisión llegó como consecuencia de un prolongado racionamiento eléctrico y de un gobierno que no podía financiar la infraestructura necesaria para suplir la demanda [50].

Razones similares han llevado a otros países a optar por un mercado liberalizado para sus sectores eléctricos, persiguiendo dos objetivos primordiales: garantizar una operación segura y facilitar la operación económica [51]. Los modelos establecen normalmente la separación del sector eléctrico en actividades liberalizadas y no liberalizadas, garantizando la libertad de entrada en las actividades de generación y comercialización y el acceso de terceros a la red y organizando la competencia entre la oferta y la demanda en forma de *pool*. Adicionalmente a estos cambios, aparecen las figuras del operador del mercado y del operador del sistema, el primero para asegurar la competencia y que se cumpla la maximización de beneficios sociales y el segundo para garantizar una operación segura y fiable del sistema.

En cada país, la materialización de un mercado eléctrico tiene sus particularidades. En esta tesis doctoral se han estudiado aspectos en los que resultan paradigmáticos los casos de los mercados eléctricos de España, República Dominicana y Colombia. Este capítulo presenta dichos mercados, su funcionamiento y el tratamiento que dan a las restricciones.

3.1 El mercado eléctrico español

La liberalización del mercado eléctrico en España se inicia con la entrada en vigor de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre [52]. El mercado de la electricidad pasa de ser un monopolio para convertirse en un mercado mayorista organizado que fundamenta sus principios en ser objetivo, transparente y de libre competencia con la inclusión libre de nuevos participantes y que funciona bajo un esquema marginalista de precios.

En España las actividades no liberalizadas son la gestión económica, la gestión técnica, el transporte y la distribución de la energía eléctrica y las actividades liberalizadas son la generación y la comercialización. La gestión económica del sistema la realiza el operador del mercado, OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. (OMIE) [53], y la gestión técnica del sistema la realiza el operador del sistema, Red Eléctrica de España (REE) [54]. Los órganos reguladores son la Administración del Estado (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio), quien establece la legislación asociada, la Comisión Nacional de la Energía, que actúa como árbitro, y las comunidades autónomas. En España la generación de energía eléctrica está dividida en dos grupos y regulada por la ley 24 de 2013 [55]:

- Generación en Régimen Ordinario. En este tipo se agrupan las tecnologías convencionales (centrales hidráulicas, de carbón, fuel óleo, gas natural, nucleares, etc.) con potencia instalada mayor que 50 MW.
- Generación en Régimen Especial. La actividad de generación en régimen especial se aplica a aquellos grupos con potencia instalada no superior a 50 MW y a plantas de energías renovables o residuos y cogeneración. Esta actividad goza de un régimen económico y jurídico beneficioso en comparación con el régimen ordinario. El Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo [56] regula las actividades de producción de energía eléctrica en régimen especial. Estas instalaciones se clasifican en categorías, grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos.

Desde la implantación del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), el 1 de octubre de 2004, la actividad de mercado se puede dividir en tres tipos de mercados: primero, mercados a plazo (la compra-venta de energía eléctrica se negocia con periodos de entrega que pueden abarcar semanas, meses, trimestres o años), segundo, el mercado diario o mercado *spot* y, tercero, los mercados a corto plazo (mercado de restricciones, mercados de reserva secundaria, mercado de intradiarios y mercado de gestión de desvíos) [57].

3.1.1 El mercado diario [58]

El mercado diario tiene un horizonte diario de programación de 24 periodos consecutivos de la hora europea central o 23 ó 25 en los días de cambio de la hora oficial. En este, los productores en régimen ordinario deben participar obligatoriamente y los productores en régimen especial pueden elegir entre tarifa regulada o vender la electricidad libremente en el mercado, donde entran ofertando a un precio de cero euros. Las ofertas de venta deben estar asociadas a una única unidad de oferta, por ejemplo, grupo térmico, central de bombeo puro, unidad de gestión de centrales hidráulicas, unidad de gestión de aerogeneradores de un parque, unidad de representación de instalaciones en régimen especial o unidad de gestión de agentes externos. Estas ofertas se presentan al operador del mercado y este se encarga de la casación de las ofertas de compra y venta presentadas. Las ofertas de venta o adquisición de energía pueden ser simples o complejas. Las ofertas simples son aquellas en las que el comprador o el vendedor envían un precio y una cantidad de energía sin tener en cuenta ninguna condición adicional que deba ser considerada para la casación del mercado. Una oferta compleja, por su parte, añade a la oferta simple asociada una, algunas o todas de las siguientes condiciones:

- Condición de indivisibilidad: permite fijar un valor mínimo de funcionamiento (mínimos técnicos)
- Condición de ingresos mínimos para el conjunto de periodos de programación
- Condición de parada programada: permite realizar una parada en un tiempo máximo de tres horas, en caso de ser excluido de proceso de casación
- Condición de gradiente de carga (MW/minuto) entre dos periodos de programación consecutivos

El proceso de casación del mercado eléctrico español se basa en un procedimiento iterativo, la solución obtenida se denomina *programa diario base de la casación*. El operador del sistema pone este programa a disposición del operador del mercado una vez ha comprobado que la energía casada más la declarada en los contratos bilaterales internacionales no superan las capacidades máximas de interconexión. El operador del mercado pone a disposición de los agentes esta información, que incluye entre otras cosas:

- El precio marginal de cada periodo horario

- La energía eléctrica de cada unidad de producción cuya oferta de venta ha resultado casada
- La energía eléctrica programada correspondiente a las unidades de producción exentas de la obligación de presentar ofertas (régimen especial)
- El programa diario base de funcionamiento del día D+1 es publicado a las 12:00 horas del día D

3.1.2 Manejo de las restricciones [16]

Cada día (antes de las 11:00 horas) el operador del sistema recibe del operador del mercado el resultado de la casación de ofertas en el mercado diario de producción, con los programas de energía contratados en el mercado diario, incluidos los programas de energía derivados de la integración en el mercado de las contrataciones establecidas en el mercado a plazo bajo la opción de liquidación física de la energía.

Antes de transcurridos 30 minutos desde la publicación del resultado de la casación del mercado diario, los titulares de unidades de programación facilitan al operador del sistema la información relativa a las desagregaciones (de todas aquellas unidades compuestas por más de una unidad física) de los programas de energía asignados a cada una de las unidades físicas que integran cada unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tomada en cuenta en los análisis de seguridad del sistema. Los titulares de unidades de gestión hidráulica (UGH) deben facilitar al OS la información correspondiente a las potencias hidráulicas totales máximas que pueden ser suministradas y mantenidas por cada unidad de gestión hidráulica durante un tiempo máximo de 4 y de 12 horas.

Una vez comunicado el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), se inicia el periodo de recepción de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas y se cerrará 30 minutos después de la comunicación del PDBF.

Las ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas serán, con carácter general, ofertas simples. Las centrales térmicas podrán presentar ofertas complejas que constarán de cuatro términos:

- 1) Ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora.
- 2) Ingresos por unidad de energía producida.
- 3) Ingresos por arranque en frío.
- 4) Ingresos por arranque en caliente.

Podrán también ser tenidos en cuenta los ciclos combinados multiteje en caso de que, por requerimientos de la seguridad del sistema, se requiera a dicho grupo. El proceso de resolución de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF) consta de dos fases: la modificación del programa por criterios de seguridad y el reequilibrio de producción y demanda.

3.2 El mercado eléctrico dominicano

El sistema eléctrico de República Dominicana ha visto en la liberalización de los mercados la vía para dar respuesta a los retos del sector eléctrico: falta de suministro, altos costes en la energía, fuerte dependencia de los hidrocarburos y falta de competitividad, entre otros.

Para la operación de este nuevo mercado, la generación térmica y la comercialización de energía eléctrica es operada por empresas privadas, pero la transmisión, la distribución y la generación hidroeléctrica permanecen en manos del Estado. Para promover la competencia entre generadores, se permite la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deben estar integrados en el sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista.

En República Dominicana existen dos mercados: el mercado *spot* y el mercado de contratos. El mercado *spot* es horario, en este mercado se vende y compra la energía no contratada. El mercado de contratos es de tipo financiero, es decir, la existencia de un contrato no modifica el despacho de generación. El precio de la energía en el mercado *spot* resulta igual al coste variable de producción, referido a un nudo de referencia, de la unidad

generadora de mayor coste variable despachada, con un máximo establecido por la regulación. Las unidades despachadas con costes variables superiores al máximo son remuneradas por energía a su coste variable. El precio en este mercado se obtiene sin la intervención del Estado, quien únicamente establece las reglas generales (regulador) para la casación de la oferta y la demanda.

Las unidades de generación que venden su producción en el mercado *spot* son remuneradas al coste marginal del sistema y por su potencia firme valorizada a un precio regulado de potencia. La potencia firme de las unidades de generación térmica se determina por medio de un método probabilístico que mide el aporte que cada unidad hace a la firmeza de la oferta de generación, siendo por ello la potencia firme proporcional a la disponibilidad de la unidad generadora, la cual se mide en horas de máxima demanda.

El precio de la potencia está determinado como aquel que hace rentable una unidad generadora de mínimo coste que permita abastecer el crecimiento anual de la demanda de punta. La regulación incluye señales económicas asociadas al uso del sistema de transporte. En función del despacho de generación se determinan factores de nudo de energía y potencia. Los costes variables de producción de las unidades de generación térmica son afectados por los factores de nudo haciendo que, de dos unidades de iguales características, sea despachada con prioridad aquella que tiene un mayor factor de nudo.

La actividad de transporte eléctrico tiene ingresos regulados que surgen de tarifas de peaje que abonan los agentes del mercado más los ingresos que surgen de las diferencias entre precios nodales de energía y potencia.

3.2.1 Generación [59]

En República Dominicana la generación está conformada por plantas térmicas, hidroeléctricas y eólicas, la capacidad instalada total a 2015 fue de 2900 MW de los cuales el 95% corresponde a generación térmica.

El despacho de generación térmica en el mercado dominicano se realiza en función del coste variable de producción de las plantas térmicas, siendo despachadas, en forma prioritaria, las unidades de menor coste variable de producción. Las unidades térmicas

compiten con sus costes variables referidos a un nudo de referencia para tener en cuenta el costo marginal de pérdidas dado por el factor de nudo.

3.2.2 Sistema de transporte [59]

El sistema de transmisión tiene una configuración eminentemente radial. El circuito más largo es el de 138 kV, que va de Santo Domingo al Norte, Este y Oeste (red troncal). Le sigue la red sub troncal de 69 kV y dos líneas a 345 kV que van desde Santo Domingo a la región norte. La tabla 3.1 muestra las longitudes de estas líneas divididas por niveles de tensión.

Tensión (kV)	Longitud (km)
69	1528
138	2144
345	130

Tabla 3.1 Longitudes de las líneas de transmisión por niveles de tensión

3.2.3 Demanda [59]

En los últimos diez años, la demanda en República Dominicana ha crecido a una tasa promedio de 4,4%. La figura 3.1 muestra el comportamiento de la demanda de abril de 2014 a marzo de 2015.

Figura 3.1 Demanda Eléctrica [59]

3.2.4 Manejo de las restricciones

En República Dominicana [60], como en la mayoría de los sistemas eléctricos, cuando surge algún tipo de restricción, ésta se resuelve mediante un re-despacho, cuya consecuencia inmediata es la variación en la generación de las plantas. Puesto que algunas de ellas se pueden ver inhabilitadas para seguir despachando energía debido a la afección que les produjo la restricción, distintas plantas deberán aumentar su capacidad de generación para suplir la demanda que las primeras no están en capacidad de entregar debido a la contingencia, con el fin de ofrecer un servicio continuo al usuario final y que cumpla con los criterios de estabilidad establecidos por el regulador.

Las resoluciones se resuelven en la elaboración del programa diario del sistema, siguiendo los siguientes pasos [59]:

- 1) Se realiza el despacho de las centrales hidroeléctricas.
- 2) El despacho de las unidades termoeléctricas se realiza siguiendo la lista de méritos de costes variables de producción.
- 3) Con todas las unidades despachadas el Organismo Coordinador de Sistema, OC, realiza estudios de contingencias mediante flujos de cargas siguiendo el criterio $n-1$.
- 4) Si en los estudios se detecta que, debido a la potencia generada por un generador o un grupo de generación, no se cumple el criterio $n-1$ en cualquier enlace de la red, se restringe la unidad más cara del enlace.
- 5) Se incluye la siguiente unidad por lista de méritos para volver al equilibrio generación-demanda.

En el proceso de control de restricciones se presentan tres casos:

- 1) Los generadores que continúan despachados tras el re-despacho reciben como pago el precio casado originalmente (remuneración a precio de oferta a la generación que aumenta su producción).
- 2) Los generadores que salen de la programación no reciben retribución (no remuneración del lucro cesante a la generación que decrementa su producción).

- 3) Los generadores fuera de mérito pero que son requeridos en el re-despacho reciben el coste de operación (aunque este sea más alto que el precio de equilibrio).

Este procedimiento encarece el precio final de operación del mercado, si se tiene en cuenta que los sobrecostos en los que incurre el sistema debido a las restricciones se reparten uniformemente entre la demanda, recargando el precio del kWh.

3.3 Características del sector eléctrico de Colombia

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano está dividido en cinco áreas operativas [61]: Caribe, Antioquia/San Carlos, Nordeste, Oriental y Suroccidental (figura 3.2). La red nacional se compone de 428 nudos distribuidos en la zona interconectada del país. Dichos nudos corresponden al Sistema de Transmisión, cuyos niveles de tensión se encuentran son 500, 230, 220, 138, 115 y 110 kV.

Figura 3.2 Áreas operativas del Sistema Interconectado Nacional de Colombia [61]

3.3.1 Generación

La tabla 3.2 muestra los generadores del sistema colombiano especificando el tipo de despacho: (0) no despachados centralmente y (1) despachados centralmente.

No.	Generador	Tipo	No.	Generador	Tipo	No.	Generador	Tipo
1	Cimarrón	0	34	Usaquén	0	67	Paipa1	1
2	Elmorro2	0	35	Santa Rita	0	68	Paipa2	1
3	Elmorro1	0	36	Currucucues	0	69	Paipa3	1
4	Rio mayo	0	37	La cascada (Abejorral)	0	70	Paipa4	1
5	Menores Nariño	0	38	El bosque	0	71	Jaguas	1
6	Merilectrica1	1	39	Guatape	1	72	San Carlos	1
7	Rio piedras	0	40	La Tasajera	1	73	Miel I	1
8	Hidromontañas	0	41	Playas	1	74	Termocentro	1
9	Menores Tuluá	0	42	Guatron	1	75	Calderas	0
10	Termodorada1	1	43	Porce II	1	76	Amoya Esperanza	1
11	Esmeralda	1	44	Porce III	1	77	La cascada(Antioq)	0
12	Insula1	0	45	Termosierrab	1	78	Caruquia	0
13	Sanfrancisco	1	46	Jepirachi1-15	0	79	Guanaquitas	0
14	Menores CQR	0	47	Menores Antioquia	0	80	Barroso	0
15	Chivor	1	48	Calima	1	81	Proelectrica1	1
16	Menores Cundinam.	0	49	Prado	1	82	Proelectrica2	1
17	Nuevo libare	0	50	Salvajina	1	83	Agua fresca	0
18	Belmonte	0	51	Albán	1	84	Termocandelaria1	1
19	Menores Huila	0	52	Prado4	0	85	Termocandelaria2	1
20	Betania	1	53	Incauca1	0	86	Termoemcali1	1
21	Guavio	1	54	Ingenioprovidencia2	0	87	Termovalle1	1
22	Pagua	1	55	Ingeniosancarlos1	0	88	Termoyopal2	1
23	Cartagena1	1	56	Menores Valle Cauca	0	89	Termoyopal1	0
24	Cartagena2	1	57	Amaime	0	90	Termopiedras	0
25	Cartagena3	1	58	Alto Tuluá	0	91	Tasajero1	1
26	Zipaemg2	1	59	Corozo1	0	92	Urra	1
27	Zipaemg3	1	60	Menores Nordeste	0	93	Florida2	0
28	Zipaemg4	1	61	Tebesa	1	94	Menores Tolima	0
29	Zipaemg5	1	62	Barranquilla3	1	95	Menores Cauca	0
30	Dariovalenciasampr1	1	63	Barranquilla4	1	96	Flores1	1
31	Santa Ana	0	64	Guajira1	1	97	Flores4b	1
32	Menores Bogotá	0	65	Guajira2	1			
33	Suba	0	66	Sanfrancisco(Putumay)	0			

Tabla 3.2 Generadores según tipo de despacho: (0) no despachados centralmente y (1) despachados centralmente [61]

La tabla 3.3, muestra la matriz de la generación de energía eléctrica en Colombia [62]. En esta se evidencia la fuerte dependencia que la generación hidráulica ejerce sobre el sistema eléctrico colombiano, una fuerte debilidad para un país dentro de la zona de afectación del fenómeno meteorológico del Niño.

RECURSOS	MW	%
Hidráulica	10771,6	69,59
Térmica de gas	3909	25,26
Térmica de carbón	701	4,53
Biomasa	52,8	0,34
Eólica	18	0,12
Otras	25	0,16
TOTAL	15478,2	100

Tabla 3.3 Capacidad instalada en Colombia a octubre de 2014 [62]

De acuerdo con [63], los generadores con una capacidad efectiva total en la central superior a 20 MW se deben someter al despacho central coordinado por el Centro Nacional de Despacho (CND). El sistema consta de 97 generadores, 53 de los cuales ingresan en el despacho nacional y los demás establecen contratos directos con clientes no regulados, distribuidoras u otras generadoras.

Todos los contratos de energía que se celebren entre los generadores y los comercializadores se deben registrar ante el administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) con reglas claras y especificando hora a hora las cantidades de energía y precio durante su vigencia. Adicionalmente, al inicio de cada periodo, o cuando se presenten modificaciones, los generadores deben enviar al CND la siguiente información:

- Generación mínima por unidad.
- Capacidad efectiva de la unidad.
- Velocidad de toma de carga o descarga de unidades (MW/minuto).
- Máxima generación y absorción de potencia reactiva (Mvar).
- Tiempo mínimo en operación (horas).
- Tiempo mínimo de parada (horas).
- Tiempos de arranque en frío de unidades térmicas (horas).

- Información de ciclos combinados.

La tabla 3.4 muestra los generadores que participan en el despacho central, especificando su capacidad máxima de generación, el nudo al que están conectados y el tipo de tecnología al que pertenecen (1) hidráulica y (2) térmica. En el despacho central solo participan generadores hidráulicos y térmicos.

No.	Generador	Nudo	PMax (MW)	Tipo	No	Generador	Nudo	PMax (MW)	Tipo
1	Merilectrica1	67	167	2	27	Alban	156	429	1
2	Termodorada1	172	46	2	28	Tebsa	100	791	2
3	Esmeralda	179	30	1	29	Barranquilla 3	410	60	2
4	Sanfrancisco	179	135	1	30	Barranquilla 4	410	60	2
5	Chivor	34	1000	1	31	Guajira1	54	145	2
6	Betania	26	540	1	32	Guajira2	54	151	2
7	Guavio	57	1200	1	33	Paipa1	231	31	2
8	Pagua	52	600	1	34	Paipa2	231	72	2
9	Cartagena1	31	61	2	35	Paipa3	231	70	2
10	Cartagena2	31	60	2	36	Paipa4	78	154	2
11	Cartagena3	31	66	2	37	Jaguas	59	170	1
12	Zipaeng2	286	34	2	38	San Carlos	1	1240	1
13	Zipaeng3	286	63	2	39	Miel I	62	396	1
14	Zipaeng4	286	64	2	40	Termocentro	101	276	2
15	Zipaeng5	286	64	2	41	Amoya Esperanza	294	80	1
16	Dariovalenciasamper1	172	100	1	42	Proelectrica1	31	45	2
17	Guatape	55	560	1	43	Proelectrica2	31	45	2
18	La tasajera	65	306	1	44	Termocandelaria1	30	157	2
19	Playas	82	201	1	45	Termocandelaria2	30	157	2
20	Guatron	53	512	1	46	Termoemcali1	188	229	2
21	Porce II	9	405	1	47	Termovalle1	283	205	2
22	Porce III	9	660	1	48	Termoyopal2	284	30	2
23	Termosierra	64	460	2	49	Tasajero1	99	155	2
24	Calima	143	132	1	50	Urra	108	338	1
25	Prado	245	46	1	51	Flores1	366	153	2
26	Salvajina	90	285	1	52	Flores4b	50	450	2

Tabla 3.4 Generadores según tecnología: (1) hidráulica y (2) térmica [61]

Las empresas generadoras con capacidad efectiva mayor que 20 MW que decidan cerrar o disminuir su capacidad deben dar aviso a la CREG con seis meses de anticipación a la fecha de aplicación de la medida.

En lo asociado a fuentes de generación no despachable, Colombia cuenta con 19,5 MW instalados de energía eólica (parque eólico de Jepírachi). Se espera que la entrada en vigor de la Ley 1715 de 2014 traiga consigo la entrada en el despacho central de los nuevos proyectos de (figura 3.3):

- Jouktai de 31,5 MW, con licencia ambiental aprobada.
- Carrizal de 195 MW.
- Casa eléctrica de 180 MW.
- Irraipa de 99 MW

Figura 3.3 Energía eólica en Colombia [61]

3.3.2 Transmisión

Colombia cuenta con 25.009 km de líneas de transmisión. La tabla 3.5 muestra las longitudes de estas líneas divididas por niveles de tensión. Como complemento, la figura 3.4 ilustra cómo está distribuido el Sistema Interconectado en el territorio nacional.

Tensión (kV)	Longitud (km)
110-138	10.383
220-230	12.137
500	2.490

Tabla 3.5 Longitudes de las líneas de transmisión por niveles de tensión [61]

La figura 3.5 muestra el detalle de la distribución de los nudos en el sistema interconectado nacional, las cinco áreas operativas y las interconexiones con Venezuela y Ecuador para los niveles de tensión de 110 kV, 115 kV, 138 kV, 220 kV, 230 kV y 500 kV.

Figura 3.4 Sistema de transmisión actualizado al año 2014 [62]

Figura 3.5 Áreas operativas del Sistema Interconectado

3.3.3 Demanda

En el año 2014 la demanda de energía obtuvo el mayor crecimiento de los últimos diez años en Colombia (figura 3.6 [61]). En total, la demanda fue de 63 571 GWh, 67% en el mercado regulado y 33% en el no regulado.

Figura 3.6 Incremento de la demanda eléctrica anual. Periodo 2005-2014 [61]

De acuerdo con la resolución CREG 131 de 1998 [64], para ser considerado un usuario no regulado se requiere tener una demanda promedio mensual de potencia durante seis meses superior a 0,1 MW o un consumo de energía durante los últimos seis meses superior a los 55 MWh y, para ser un usuario regulado, la demanda energética debe ser inferior a 0,1 MW y el consumo de energía inferior a los 55 MWh. Los usuarios no regulados se caracterizan por tener tarifas de energía fijas.

La figura 3.7 y la figura 3.8 muestran las curvas horarias promedio mensual y semanal respectivamente para el mercado liberalizado.

Figura 3.7 Curva horaria promedio mensual. Año 2014 [61]

Figura 3.8 Curva horaria promedio semanal. Año 2014 [61]

3.4 El mercado eléctrico colombiano

El proceso de liberalización del mercado eléctrico en Colombia se inicia siguiendo el esquema utilizado por el Reino Unido con algunas diferencias, dentro de las que encontramos [65]:

- 1) El sector eléctrico en el Reino Unido se privatizó en su totalidad, en Colombia solo se liberalizó en su totalidad la comercialización, permitiendo la existencia de estructuras donde el gobierno no solo realiza la regulación, el control y la vigilancia del sistema, sino que también participa como propietario.
- 2) En Colombia se aplican subsidios a usuarios de bajos recursos.
- 3) La tecnología y la estructura eléctrica disponible en ambos países.

En Colombia, la operación y administración del mercado de energía mayorista la realiza la Compañía de Expertos en Mercados (XM) [61], de acuerdo a las políticas y normativas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) [66]. XM es una empresa de servicios públicos formada por tres gerencias, la gerencia del Centro Nacional de Despacho (CND), la gerencia financiera y la gerencia de nuevos negocios. El CND maneja la operación del Sistema Interconectado Nacional en forma regulada y la gerencia financiera maneja el Mercado de Energía Mayorista (MEM). Tanto las funciones del MEM como la de Bolsa de Energía se inician el 20 de julio de 1995.

El mercado mayorista es un mercado liberalizado en el cual los participantes (generadores y comercializadores) cumplen una serie de reglas establecidas por la Comisión de Regulación de energía y Gas [66] [67]. El mercado se encuentra dividido en

dos segmentos: contratos bilaterales y bolsa de energía. La bolsa de energía es un mercado que se casa el día anterior a su ejecución, con obligación de participación de todos los generadores registrados en el mercado con reglas explícitas de cotización [63], mientras que los contratos bilaterales son contratos a largo plazo que no intervienen en la formación del precio de la bolsa de energía ni en el despacho de los generadores. El mercado a corto plazo funciona con precio marginal horario de veinticuatro horas y lo componen tres despachos de acuerdo al artículo 1 de [68]:

- Despacho ideal: los generadores hidráulicos y térmicos ofertan precios y declaran disponibilidad para satisfacer la demanda real, utilizando la técnica de nudo único sin considerar restricciones, pero considerando las características propias de los generadores. Con esta información el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) realiza la programación de generación correspondiente al despacho ideal utilizando un programa de despacho económico, el cual determina los recursos disponibles de menor precio requeridos para atender la demanda total.
- Despacho programado: realizado por el CND considerando la información anterior y las restricciones del sistema. Se conoce también con el nombre de re-despacho.
- Despacho real: es el programa que se efectúa realmente basado en la medición de las fronteras de los generadores.

3.4.1 Bolsa de energía

La Bolsa de Energía es el mercado de efectivo o mercado a corto plazo, donde se establece el precio al que se casará el mercado cada una de las 24 horas del día y cuyos objetivos principales son [68]:

- 1) Establecer la casación del mercado de manera que maximicen sus beneficios tanto los compradores como los vendedores de manera óptima y eficiente.
- 2) Establecer las reglas para las obligaciones financieras de los agentes tanto por transacciones de energía como por servicios complementarios.
- 3) Facilitar el establecimiento de un mercado competitivo en Colombia.

Los generadores antes de las 8 de la mañana entregan su oferta, que incluye la disponibilidad de generación para cada hora del día y una única oferta de precio expresada en valores enteros de \$/MWh, excepto las cadenas de generación hidráulica, cuya oferta será por grupo (tabla 3.6), y los enlaces internacionales, que podrán ser discriminados por hora.

Cadena	Integrantes
1	Paraíso
	Guaca
2	Troneras
	Guadalupe 3
	Guadalupe 4
3	Alto Anchicay
	Bajo Anchicay

Tabla 3.6 Cadenas hidráulicas [67]

Si no se presentan estas ofertas antes de las 8 de la mañana o se ha recibido la información incompleta, se asume como oferta actual la última oferta válida. Los generadores que participan en el MEM deben presentar ofertas de precio que reflejen los costes variables de generación en los que esperan incurrir más una componente de riesgo [67] (Tabla 3.7).

Tipo	Costes
Hidráulica [63]	Coste de oportunidad (valor de agua)
Termoeléctrica [62]	Coste incremental del combustible
	Coste incremental de administración operación y mantenimiento
	Eficiencia térmica de la planta.

Tabla 3.7 Costes incluidos en la oferta de precio

Adicionalmente a los costes presentados en la tabla 3.7, los generadores térmicos incluyen en el despacho económico los precios de arranque y parada, reglamentados por la resolución 051 de 2009 [67], que se envían trimestralmente en dólares americanos. La ecuación 3.1 muestra las ecuaciones de despacho económico utilizadas por la bolsa de

energía [67], sujeta solo a la restricción de igualdad que garantiza el equilibrio entre la generación y la demanda.

$$\text{Min} \sum_t \sum_i (P_{ofi} Q_{it}) + Par_i \quad \text{Ecuación 3.1}$$

Donde:

- i indexa a los generadores.
- t indexa las horas del día.
- Q representa la disponibilidad declarada.
- P_{of} es la oferta de precio de bolsa de energía.
- Par es la oferta de precio de arranque-parada.

Es importante agregar que las ofertas que los diferentes generadores presentan en la bolsa de energía incluyen como base:

- El cargo por confiabilidad [62].
- El aporte ambiental.
- La regulación secundaria.
- Los aportes a zonas no interconectadas.

Desde el 2006 se crea el mecanismo de remuneración *Cargo por Confiabilidad* en reemplazo del modelo de *Cargo por Capacidad*, cuyo objetivo final es poder contar con la *energía firme* (máxima energía que es capaz de entregar continuamente una central de generación bajo contingencias en el sistema, como baja hidráulica) de generador en caso que se presente escasez. La primera asignación de este cargo se realizó en el primer trimestre de 2008 [61].

3.4.2 Operación del mercado

La base de operación del mercado eléctrico es la planeación en forma integrada de los recursos de generación, transmisión y distribución, cuyo objetivo es minimizar los costes de operación del sistema y atender la demanda con niveles de seguridad, confiabilidad y calidad.

De acuerdo a lo dispuesto por la CREG el planeamiento de la operación del sistema [66] se hace usando una descomposición funcional y una descomposición temporal (figura 3.9).

Figura 3.9 Planeamiento de la operación del sistema [66]

3.4.2.1 Planeamiento Operativo Energético [66]

Es la planeación de los recursos hidráulicos y térmicos. Realizados a largo y mediano plazo, su objetivo es el mismo y se diferencian por el indicativo que establece el tiempo. En los dos procesos se solicita la siguiente información:

- Demanda.
- Pérdidas.
- Hidrologías.
- Niveles mínimos operativos.
- Índices de indisponibilidad.
- Costos de combustible y transporte.
- Costos de operación, administración y mantenimiento.
- Mantenimientos de los equipos del SIN.
- Fecha de entrada y retiro de elementos del sistema.
- Restricciones eléctricas.

Se calculan los costos incrementales para los embalses y se coordinan los mantenimientos preventivos requeridos para cada unidad de generación o elemento del sistema por períodos superiores a un mes. Se optimizan y simulan los recursos del sistema para alcanzar los índices de operación esperados y, antes del día 15 de cada mes, el CND envía el *Plan Indicativo de Largo Plazo* que contiene:

- Evolución esperada de embalses.

- Generación esperada de plantas.
- Índices de confiabilidad.
- Estimativo de costes incrementales de las plantas hidráulicas.
- Costes marginales del sistema.
- Tablas de costes futuros de los embalses de largo plazo.
- Análisis de sensibilidad para diferentes escenarios.

Los días miércoles y viernes el CND entrega el *Plan indicativo de operación energética a Mediano Plazo* el cual contiene la misma información del plan a largo plazo pero en un horizonte semanal.

3.4.2.2 Planeamiento Operativo Eléctrico

El planeamiento de la operación eléctrica es realizado para garantizar que la operación del SIN sea confiable y que cumpla con los criterios de calidad y seguridad establecidos por el operador del sistema. Se realizan estudios de:

1. Flujo de cargas.
2. Análisis de estabilidad.
3. Análisis de cortocircuito.

Este planeamiento se realiza en las cuatro descomposiciones temporales que se muestran en la figura 3.9 con el fin garantizar la operación en cada uno de los horizontes de tiempo. En la etapa de muy corto plazo se analiza la seguridad del programa de despacho, por medio de:

- Selección de contingencias de transmisión y generación.
- Evaluaciones de estado estacionario, transitorio y dinámico ante contingencias.
- Toma de acciones correctivas.
- Monitoreo de la reserva rodante (permite a los generadores responder a cambios de generación en periodos de hasta 30 segundos).

3.4.3 Despacho programado

Una vez obtenidas las últimas ofertas y casada la bolsa de energía, el CND se encarga de realizar el programa de despacho programado para el día siguiente, para garantizar la demanda energética y la seguridad en la generación. Es decir, se resuelven las restricciones a las que hubiera lugar siguiendo un procedimiento que es poco transparente, por lo que conviene reemplazarlo por otra metodología [69]. Para realizar el despacho programado se utiliza la siguiente información [67]:

- 1) Demanda.
- 2) Pérdidas.
- 3) Base de datos de evaluación de restricciones técnicas.
- 4) Base de datos de características técnicas de unidades y plantas.
- 5) Precios de ofertas a la bolsa de energía.
- 6) Precios de arranque y parada.
- 7) Disponibilidad declarada.
- 8) Generación de plantas menores de 20 MW.
- 9) Regulación primaria.
- 10) Generación de seguridad solicitada por el operador de red.
- 11) Pre-despacho ideal.

Finalmente, cuando se tiene listo el programa de despacho para las 24 horas del día siguiente, el CND se encarga de enviar esta información a los generadores antes de las 2:45 horas de la tarde [66].

3.4.4 Manejo de las restricciones [68]

Durante la ejecución del despacho puede ocurrir que alguna de las unidades de generación despachadas entre en mantenimiento antes de lo programado, que faltas en las líneas produzcan cambios topológicos en el sistema o que se presenten cambios en la demanda superiores a 20 MW. Con el fin de tener en cuenta estos cambios en las condiciones de operación, se efectúa un re-despacho aplicando los mismos procedimientos y criterios usados en el despacho económico horario.

El análisis de las restricciones en el *SIN* se incluye en el despacho programado y lo realizan en conjunto XM [61], la CREG [66] y la *Unidad de Planeación Minero Energética* (UPME) [70], siguiendo el siguiente proceso:

- 1) XM realiza un análisis de la operación, utilizando las normas establecidas por la CREG, para identificar y clasificar las restricciones.
- 2) Se establecen los costes asociados a cada una de las restricciones.
- 3) Se proponen criterios para eliminar las restricciones.

Mediante la descomposición funcional y la descomposición temporal (apartado 3.5.2) se definen:

- Limitaciones de la red.
- Mantenimientos.
- Restricciones de seguridad.
- Obras de infraestructura que garanticen la operación sin restricciones.

Básicamente, el coste asociado a las restricciones es la diferencia entre el despacho ideal y el despacho programado. En las resoluciones de la CREG, a esta diferencia se le conoce como reconciliación y puede ser de dos tipos: reconciliación positiva y reconciliación negativa. De acuerdo con [18], se definen los costes de reconciliación positiva como los costes asociados a la generación de seguridad que no entró en la casación y se definen los costes de reconciliación negativa como los costes asociados a la generación desplazada en el despacho real por generadores fuera de mérito.

Los generadores que entran a participar debido a restricciones y re-despachos en la red reciben una reconciliación económica positiva, excepto los Generadores de Seguridad que suplen la prestación del Servicio de regulación secundaria de frecuencia de acuerdo a lo establecido en el artículo 2 de la resolución CREG 63 de 2000 [18]. En la misma resolución se define que los costes asociados a las restricciones los paga el agente económico causante de la restricción siguiendo el siguiente esquema:

- La reactiva requerida para soporte de tensión en los nudos la paga el operador económico del respectivo sistema o del respectivo activo.
- Los costes de reconciliación positiva asociados a criterios de confiabilidad, calidad de tensión, estabilidad y eventos asociados al orden público, se distribuyen entre los comercializadores.

-
- Los costes de reconciliación positiva asociada a la indisponibilidad en el despacho programado se asignan al agente causante de la indisponibilidad.
 - Los costes de reconciliación positiva debido a criterios de calidad del transmisor, se asignan al agente que incumpla los criterios de calidad.
 - Los costes de reconciliación positiva asociados a una importación de energía se asignan a los comercializadores del SIN.
 - Los costes de generaciones fuera de mérito asociados a exportaciones los pagan los comercializadores que estén exportando.
 - Si un transportista de gas modifica el programa de generación de una unidad térmica de gas y se originan sobrecostos, estos serán asumidos por él.

En Colombia, entre los factores limitantes, se encuentran los problemas técnicos en las redes por la geografía nacional, debido a las 3 cordilleras que cruzan el país. Pero, en operación normal, una parte importante de las restricciones se presenta en el área Caribe o norte del país, donde la mayoría de la generación está compuesta por plantas térmicas, que suelen tener mayores costes variables y, por lo tanto, normalmente no entran todas en el orden de mérito en condiciones hidrológicas normales o con exceso de aportes hidrológicos.

4 Estudios realizados y modelos desarrollados

4.1 Introducción

En este capítulo se presentan los estudios llevados a cabo y modelos elaborados durante esta tesis. En el proceso de realización de la misma se han desarrollado una serie de trabajos, relacionados con los objetivos fijados, que se explican a continuación.

El primer trabajo, descrito en el apartado 4.2, tiene por objeto realizar un análisis de la situación del mercado eléctrico en España. Para ello se estudiaron y analizaron una serie de datos del sistema español:

- La evolución de la demanda.
- La influencia de diferentes factores en la evolución del precio de la energía en el mercado diario entre los años 2000 y 2010.
- La evolución de las tarifas de acceso entre los años 2003 y 2010.
- La incidencia de la generación no gestionable (renovable) en 2010.

En este trabajo se analizan los problemas más importantes en un sistema real como el español y permite abordar con un conocimiento básico de mercados reales los siguientes objetivos de la tesis.

El apartado 4.3. describe el segundo trabajo desarrollado en la tesis, consistente en la aplicación de un modelo de flujo de cargas óptimo, basado en software de optimización de propósito general (GAMS), a un caso de tamaño reducido, típico en la literatura sobre el tema, considerando contingencias. Este trabajo ha permitido observar la limitación de las formulaciones basadas en modelos como el presentado para el tratamiento sistemático de sistemas reales de gran magnitud. Los resultados más relevantes se han publicado en [17].

El tercer trabajo realizado durante la elaboración de esta tesis se describe en el apartado 4.4 y consistió en el desarrollo de un modelo matemático para realizar la casación en un mercado eléctrico teniendo en cuenta restricciones de red y contingencias. El sistema al que se aplica presenta debilidades que es necesario tener en cuenta previamente. Debido a ello, el modelo tiene dos partes. La primera permite analizar la fortaleza del sistema y seleccionar las contingencias que se pueden gestionar. La segunda consiste en una

formulación compacta y robusta de un algoritmo de flujo de cargas óptimo con restricciones de red y contingencias (seleccionadas en la primera parte). Los resultados de este trabajo se han publicado bajo el título de “Análisis de topología y restricciones de seguridad en mercados eléctricos competitivos: aplicación al sistema eléctrico de República Dominicana” en [88].

En el cuarto trabajo, que se describe en el apartado 4.5, se desarrolló un algoritmo de casación a nudo único para los 24 periodos horarios con los que cuenta el mercado colombiano, considerando una casación compleja que incluye las características propias de rampas, arranques y paradas de la generación térmica específica del sistema. A los resultados de la casación se aplicaron los modelos desarrollados en el trabajo anterior.

En la quinta y última parte de esta tesis, expuesta en el apartado 4.6, se ha estudiado cómo afecta la entrada de energía renovable en los diferentes periodos horarios del mercado eléctrico colombiano.

4.2 Situación del mercado eléctrico en España en el periodo 1996-2010

4.2.1 Introducción

Como ya se ha mencionado con anterioridad, en España la generación de energía eléctrica está dividida en dos grupos [56], el de régimen ordinario y el de régimen especial. Para realizar el análisis de la situación del mercado eléctrico en España, este se ha dividido en tres partes.

Primero, se realiza un análisis de la demanda de la energía eléctrica en el periodo comprendido entre 1996 y 2010, la generación asociada y la contribución de las renovables en ese mix.

Después, con esta base, se realiza un análisis comparativo entre la evolución del precio medio mensual de la energía y la:

- Demanda energética.
- Generación hidráulica.
- Generación de ciclo combinado.

- Generación eólica.

Posteriormente se analiza la tarifa de acceso y la influencia del pago de la prima establecida por el Real Decreto 661/2007. Finalmente, se estudia la incidencia de la generación no gestionable en los costes asociados a los servicios de ajustes.

4.2.2 Demanda de la energía eléctrica en el escenario 1996-2010

De acuerdo al documento “Contribución de la generación nuclear en la operación del Sistema Eléctrico Español” [72], la demanda de la electricidad creció en un 68% en el periodo 1996-2010, información que se puede verificar en los informes del Sistema Eléctrico publicados por Red Eléctrica de España [73][74]. La figura 4.1, muestra este crecimiento, incluyendo la moderación sufrida debido a la crisis económica y la recuperación que se está produciendo desde mediados del 2009.

Figura 4.1 Demanda de electricidad en España 1996-2010

4.2.2.1 Matriz energética española en el escenario 2010

La tabla 4.1 [74], muestra el mix energético español para producción de energía eléctrica a diciembre de 2010, un sistema energético que se caracteriza porque el mayor porcentaje de su generación deriva de los combustibles fósiles y de la energía nuclear (56%), aunque se evidencia la tendencia de aumentar la participación de las energías renovables, para cumplir el objetivo fijado para el año 2020.

Tecnología	P. instalada (MW)	Generación (GWh)	Tecnología	P. instalada (MW)	Generación (GWh)
Nuclear	7.716	61.944	Hidráulica	16.658	38.001
Carbón	11.890	25.851	Eólica	19.959	42.976
Fuel/gas	5.889	9.624	Solar	4.188	7.276
Ciclo combinado	26.844	68.828	Resto	9.942	41.237
Contribución no-renovables	52.339	166.247	Contribución renovables	50.747	129.490

Tabla 4.1 Contribución al mix español a diciembre de 2010

4.2.3 Evolución del precio de la energía en relación con otros factores

4.2.3.1 Análisis de la relación entre el precio medio mensual de la energía y la demanda energética

El precio de la electricidad en el mercado eléctrico español depende del precio de casación del mercado diario, del precio de casación del mercado intradiario, del precio de los servicios de ajuste del sistema (restricciones técnicas y servicios complementarios) y del pago por capacidad. La figura 4.2, muestra el comportamiento histórico de la relación entre el precio medio mensual de la energía eléctrica y la demanda para el periodo comprendido entre enero de 2000 y diciembre de 2010 [73][74].

Figura 4.2 Relación entre el precio medio mensual de la energía y la demanda

Las figuras 4.3 y 4.4 muestran el comportamiento atípico de los años 2009 y 2010, influenciados por la crisis económica que presentaba el país. Se evidencia un ligero crecimiento desde el segundo semestre del 2010.

Figura 4.3 Relación entre el precio medio mensual y la demanda para el año 2009

Figura 4.4 Relación entre el precio medio mensual y la demanda para el año 2010

4.2.3.2 Análisis de la relación entre el precio medio mensual de la energía y la generación hidráulica

La cobertura de la demanda tiene una fuerte dependencia de las condiciones atmosféricas debido a la fuerte penetración de las energías eólica e hidráulica. La tecnología de generación hidráulica afecta el precio del mercado debido a que dicha generación tiene un coste variable prácticamente nulo. En la figura 4.5 se muestra la

dependencia entre el precio del mercado español de electricidad y la generación hidráulica, a mayor generación menor precio y viceversa.

Figura 4.5 Precio electricidad/generación hidráulica 2000-2010

Son de resaltar los años 2004 y 2005 donde se registró la mayor sequía desde 1947 y el año 2009 en el que se registra una disminución de los precios del mercado debido principalmente a una bajada en la demanda de electricidad derivada de tasas negativas de crecimiento del PIB del país.

4.2.3.3 Análisis de la relación entre el precio medio mensual de la energía y la GCC

El suministro de gas natural ha evolucionado en los últimos años de manera notable en España, convirtiéndose en un elemento clave para la producción de electricidad. A través de la generación con ciclo combinado (GCC), se produce con un elevado rendimiento energético en el proceso y una clara minimización de impacto medioambiental con respecto a otras técnicas de obtención de energía eléctrica.

En España las centrales de GCC, entraron en operación en el año 2003. Durante la operación normal la GCC entra en el mercado después de la nuclear, la hidráulica y el régimen especial. Son las centrales más caras (sin tener en cuenta las primas), de ahí que la tendencia del precio de la electricidad sea proporcional al nivel de generación con GCC. La tendencia es inversa a la hidráulica, puesto que la GCC compensa en parte la energía

hidráulica que no se genera. Ambas siguen una tendencia estacional: verano e invierno. La figura 4.6 muestra la relación precio de la electricidad/GCC en el periodo 2003-2010.

Figura 4.6 Dependencia precio electricidad/GCC escenario 2003-2010

4.2.3.4 Análisis de la relación entre el precio medio mensual de la energía y la generación eólica

La figura 4.7 muestra la relación entre el precio de la electricidad y la generación eólica. Esta relación empieza a ser visible desde el año 2003, año en el que se inicia el incremento continuo de la generación eólica en España.

Figura 4.7 Relación precio electricidad/generación eólica escenario 2003-2010

4.2.3.5 Incidencia del pago de la prima en la tarifa de acceso

La tarifa de acceso establece el coste del uso de las redes y otros costes regulados del sistema eléctrico. Esta tarifa la paga el cliente a la distribuidora a través de su comercializadora cuando tiene un contrato de suministro. Es fijada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y puede ser revisada trimestralmente. La figura 4.8, muestra los componentes de esta tarifa especificados por el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre en su artículo 2 [57][75].

Figura 4.8 Componentes de la tarifa de acceso

En el artículo 7 del Real Decreto 1164 de 2001[75], se definen las tarifas de acceso y se clasifican, de acuerdo a la tensión de la acometida, en tarifas de baja tensión y tarifas de alta tensión. Las tarifas de baja tensión más importantes son:

- Tarifa 2.0A: tarifa simple para baja tensión.
- Tarifa 3.0A: tarifa general para baja tensión.

Las tarifas de alta tensión son:

- Tarifa 3.1A. Tarifa especificada para tres periodos, 1, 2 y 3 (punta, llano y valle). Esta tarifa es de aplicación a los suministros en tensiones comprendidas entre 1 y 36 kV.
- Tarifa 6. Tarifa general para alta tensión. Comprende los seis periodos tarifarios mostrados en la tabla 4-2.

NIVEL DE TENSIÓN	TARIFA
$\geq 1 \text{ kV y } < 36 \text{ kV}$	6.1
$\geq 36 \text{ kV y } < 72.5 \text{ kV}$	6.2
$\geq 72.5 \text{ kV y } < 145 \text{ kV}$	6.3
$\geq 145 \text{ kV}$	6.4
Conexiones internacionales	6.5

Tabla 4.2 Tarifa 6.0

Las figuras 4.9, 4.10 y 4.11 muestran la evolución de las diferentes tarifas de acceso. Los precios están tomados: para el año 2003, del Real Decreto 1436/2002 [76]; para el año 2004, del Real Decreto 1802/2003 [77]; para el año 2005, del Real Decreto 2392/2004 [78]; para el año 2006, del Real Decreto 1556/2005 [79]; para el año 2007, del Real Decreto 1634/2006 [80]; para el año 2008, de la Orden ITC/3860/2007 [81]; para el año 2009, de la Orden ITC/3801/2008 [82] y, para el año 2010, de la Orden ITC/3519/2009 [83].

Figura 4.9 Evolución de la tarifa de acceso para baja tensión

Figura 4.10 Evolución de la tarifa de acceso para alta tensión (3.1A)

Figura 4.11 Evolución de la tarifa de acceso para alta tensión (6.1, 6.2, 6.3 y 6.4)

Desde la entrada en vigor del Real Decreto 661/2007, aparece el concepto de prima de referencia y se fijan unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia. Desde el año 2007, aparece la prima para proyectos eólicos en el mar territorial, esta prima triplica el valor medio de la prima eólica convencional, aunque esto no ha sido suficiente para su desarrollo.

4.2.4 Incidencia de la generación no gestionable

A. En el mercado diario

En España, el operador del mercado (MO) se encarga de las transacciones para el día siguiente por medio de ofertas de compra y venta de cada uno de los participantes en el mercado. La figura 4.12 [53] muestra la curva de oferta (monótona creciente) y demanda (monótona decreciente) para la hora 1 del 19 de abril de 2010. El equilibrio se obtiene en el *Market Clearing Price* (MCP) punto en que se cortan las dos curvas.

Figura 4.12 Curva de oferta y demanda diaria para el 19 de abril de 2010

La figura 4.13 muestra el comportamiento promedio mensual del MCP en el 2010, sin incluir casaciones complejas.

Figura 4.13 Comportamiento promedio mensual del MCP para el 2010

La figura 4.14 muestra el comportamiento promedio mensual de la reducción del MCP en el pool, cuando se incorporan 1000 MW adicionales de generación renovable, en cada hora del despacho. Esto se debe a que la energía renovable entra a coste cero de tal forma que la curva de demanda se desplaza a la derecha y el precio MCP se reduce.

Figura 4.14 Reducción por la adición de 1000 MW para el 2010

B. En los costes asociados a los servicios de ajuste

En España, los servicios de ajuste son gestionados por Red Eléctrica de España [54]. En su página Web, se encuentra la siguiente definición para servicios de ajuste: “son aquellos que tienen por objeto adecuar los programas de producción resultantes de los mercados eléctricos diarios e intradiarios a los requisitos de calidad, fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Se entienden por servicios de ajuste o mercados de ajuste la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos”.

Dentro de estos servicios complementarios de los que habla la definición se incluyen: la regulación (primaria, secundaria y terciaria), la gestión de desvíos (de generación y consumo), el control de tensión de la red de transporte y la reposición del servicio. La figura 4.15, muestra el impacto de los servicios complementarios en el precio final de la energía [73].

Figura 4.15 Impacto de los servicios complementarios en el precio final

Un análisis de la figura 4.15 muestra en el año 2005 una repercusión de 0,68 €/MWh sobre el precio final de la energía, superando en 30,6% a la del año 2004. Es de destacar en este período la aplicación el 1 de julio de 2005 del Real Decreto 2351/2004 [84], mediante el cual se establece la introducción de ofertas específicas para la resolución de las restricciones técnicas y la gestión económica del proceso por parte de Red Eléctrica de España. El año 2006 tiene un comportamiento atípico. Al compararlo con el resto de la muestra, la energía gestionada en los mercados fue muy superior a la correspondiente al mismo periodo del año 2005. Este elevado incremento, de acuerdo al informe del 2006 de Red Eléctrica de España [85], se debió a que durante la segunda mitad del 2006 la demanda en el programa base de funcionamiento fue muy inferior a la real y esto se reflejó en un fuerte incremento en la energía programada por restricciones técnicas y en el mercado de gestión de desvíos.

La tabla 4.3 muestra la evolución de la energía gestionada para regulación secundaria, terciaria, de gestión de desvíos y de restricciones en tiempo real, desde el 2003 al 2010.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Energía de regulación secundaria (GWh)	1.697	2.035	1.987	2.165	2.133	2.249	2.478	2.889
Energía de regulación terciaria (GWh)	3.648	3.677	4.211	5.687	3.859	4.458	5.526	5.709
Energía de gestión de desvíos (GWh)	2.018	1.777	1.350	28.996	2.159	2.187	4.271	4.873
Restricciones en tiempo real (GWh)	675	1.022	857	1.286	1.221	1.216	1.461	1.782

Tabla 4.3 Evolución de la energía gestionada en servicios de ajuste

La figura 4.16, muestra la relación entre la generación eólica y la energía gestionada para regulación secundaria, terciaria y de gestión de desvío del 2007 al 2010 (excluyendo el año 2006 dadas las particularidades mencionadas).

Figura 4.16 Energía eólica y energía gestionada en servicios de ajuste

Este primer estudio, realizado al inicio de esta tesis y publicado en [71] y con un análisis adicional en [86], ha servido para tener un conocimiento más completo de los sistemas reales y las restricciones tanto económicas como técnicas a considerar en los mercados.

4.3 Modelo de análisis de un mercado eléctrico competitivo con restricciones, de dimensión reducida [17]

4.3.1 Introducción

Las técnicas de solución de restricciones son los mecanismos que garantizan que todas las transacciones en un mercado competitivo pueden realizarse sin violar los límites de operación.

En el caso colombiano, la regulación establece que "La operación del sistema interconectado se hará procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país" [49], esto se convierte en un tema muy importante en un mercado eléctrico competitivo, ya que un manejo inadecuado puede segmentar el mercado eléctrico y tendría un impacto significativo en la capacidad de ejercer poder de mercado.

4.3.2 Mercado utilizado

El mercado reducido que se ha considerado es el que se muestra en la Figura 4.17. Es una versión modificada del sistema que se utiliza en [21] con el fin de probar la metodología con un ejemplo representativo.

Figura 4.17 Versión modificada del sistema de [21]

El sistema consta de 6 nudos, 10 líneas y 7 unidades de generación. Las tablas 4.4, 4.5 y 4.6 muestran los datos de los generadores, las líneas y las cargas en los nudos en dos

escenarios (pico y fuera de pico).

Unidades	Nudo	Pmin (MW)	Pmax (MW)	€/MW
G1	1	0	30	50
G2	2	0	40	35
G3	3	0	80	12
G4	1	0	70	54
G5	2	0	50	30
G6	3	0	80	10
G7	5	0	200	60

Tabla 4.4 Datos de los generadores

Líneas	R(Ω)	X(Ω)	BCAP(μ S)	Límites (MW)
1-2	52,9	105,85	37,8	100
1-4	26,45	105,85	37,8	100
1-5	42,32	158,7	56,7	100
2-3	26,45	132,25	56,7	100
2-4	26,45	52,9	18,9	75
2-5	52,9	158,7	37,8	100
2-6	37,03	105,85	47,25	100
3-5	63,48	137,54	47,25	60
3-6	10,58	52,9	18,9	100
4-5	105,8	211,6	75,6	100
5-6	52,9	158,7	56,7	100

Tabla 4.5 Datos de las líneas

Nudos	Ppico (MW)	Pfuera de pico (MW)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	100	70
5	100	70
6	100	70

Tabla 4.6 Datos de las cargas

4.3.3 Análisis realizado

En este trabajo se realiza una casación sin considerar la red (como ocurre en muchos mercados) y se presenta una metodología para resolver las limitaciones del sistema de potencia que surgen del resultado de la casación (tanto en funcionamiento normal como después de contingencias). Para lograr el objetivo propuesto se realizan los siguientes pasos:

- Casación. Se presenta en la sección 4.3.4.
- Análisis del Sistema. El sistema se modela en funcionamiento normal y con contingencias con el fin de detectar sobrecargas en las ramas y/o violación en los límites de tensión en los nudos. En la sección 4.3.5 se presentan los resultados correspondientes a la casación descrita en 4.3.4.
- Flujo de cargas óptimo. Se ejecuta un flujo de cargas óptimo para calcular la operación de forma segura, tanto en condiciones normales como ante contingencias. Se minimiza el valor del coste de generación, cumpliendo las restricciones operativas: evitar sobrecarga en las líneas y mantener la tensión en los nudos dentro de unos límites. Este proceso se describe en la sección 4.3.6. Se aplica el software *General Algebraic Modeling System* (GAMS) y se programa un algoritmo de programación no lineal en condiciones normales y en caso de faltas, que garantiza que ningún área del sistema se aislará o sufrirá un apagón. Como resultado se corrige la programación diaria de generación, aumentando o disminuyendo la generación de las unidades conectadas, conectando generadores desconectados o desconectando generadores conectados.

4.3.4 Casación

La figura 4.18, muestra las unidades programadas inicialmente, esto es, el resultado de utilizar un despacho económico tradicional cuyo objetivo principal es operar todos los generadores a un coste mínimo. Con la carga prevista, las ofertas y la disponibilidad enviada por los generadores y utilizando un modelo de orden de mérito, el operador del mercado determina qué unidades salen en el despacho y cuáles no.

Figura 4.18 Orden de mérito [4]

La tabla 4.7 muestra la programación de la generación para los diferentes escenarios (pico y fuera de pico) obtenidos en la casación.

Unidades	Pmax (MW)	Fuera de pico (MW)	Pico (MW)
G1	30	0	30
G2	40	0	40
G3	80	80	80
G4	70	0	20
G5	50	50	50
G6	80	80	80
G7	200	0	0
Generación total		210	300

Tabla 4.7 Programación de la generación

4.3.5 Análisis del sistema

En esta etapa se realizan los flujos de cargas necesarios para evaluar el sistema en condiciones normales y en caso de falta en cada una de las líneas, para detectar sobrecargas

en las ramas y/o violaciones en los límites de tensión en los nudos. Para esta etapa se utilizó el *software Digsilent Power Factory*. La tabla 4.8 muestra las sobrecargas que se presentaron en las ramas y la tabla 4.9 muestra las violaciones en los límites de tensión ($0,95 \leq V_i \leq 1,05$), para los dos escenarios analizados.

Fuera de pico		
Línea	Línea que Falta	MW
3-5	2-3	51,87
	2-4	48,07
	3-6	74,27
	5-6	46,12
3-6	2-3	104,72
	3-5	109,25
Pico		
Línea	Línea que Falta	MW
2-4	1-4	94,6
	2-5	74,99
	3-5	76,45
3-5	1-5	45,67
	2-3	49,09
	2-4	50,42
	2-5	47,11
	3-6	78,85
	5-6	45,85
3-6	2-3	107,84
	2-6	105,37
	3-5	119,71

Tabla 4.8 Sobrecarga en las ramas para los escenarios pico y fuera de pico

Fuera de pico		
Nudo	Línea que falta	V (p.u)
3	2-6	1,055
	3-6	1,055
Pico		
Nudo	Línea que falta	V (p.u)
3	3-6	1,057

Tabla 4.9 Violaciones de límites de tensión en los nudos para los escenarios pico y fuera de pico

4.3.6 Flujo de cargas óptimo

La finalidad de un programa de flujo de cargas óptimo es determinar el estado de funcionamiento óptimo de un sistema de potencia mediante la optimización de una función objetivo, mientras se cumplen ciertas restricciones físicas y de funcionamiento [87]. De acuerdo a la metodología que se sigue en este trabajo, el objetivo del flujo de cargas óptimo es minimizar los costes de los generadores:

$$\text{Min} \sum_i^n P_{gi} C_i \quad \text{Ecuación 4.1}$$

Donde P_{gi} y C_i son la generación y los costes de operación de cada unidad, sujeto a las siguientes restricciones:

A. Restricciones de igualdad

Estas restricciones corresponden al balance de potencia del sistema. La potencia inyectada en cada nudo (activa y reactiva), calculada como la diferencia entre generación y demanda, debe ser igual a la suma de las potencias que salen de cada nudo por las líneas.

$$P_{Gi} - P_{LOADi} = V_i \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \quad \text{Ecuación 4.2}$$

$$Q_{Gi} - Q_{LOADi} = V_i \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \quad \text{Ecuación 4.3}$$

Donde

P_{Gi} y Q_{Gi} son las potencias activas y reactivas inyectadas por generadores en el nudo i ;

P_{LOADi} y Q_{LOADi} son las potencias activas y reactivas consumidas por cargas en el nudo i ;

Y_{ik} y θ_{ik} son, respectivamente, el módulo y el argumento del elemento ik de la matriz de admitancias nodales;

V_i y δ_i son, respectivamente, el módulo y el argumento de la tensión en el nudo i .

B. Restricciones de desigualdad

Las restricciones de desigualdad afectan al flujo de potencia por las líneas, a los límites en la magnitud de las tensiones en los nudos y los límites en la generación.

- Límite en el flujo de potencia de la línea conectada entre los nudos i y j

$$-P_{L_{ij}}^{\max} \leq P_{ij} \leq P_{L_{ij}}^{\max} \quad \text{Ecuación 4.4}$$

Donde $P_{L_{ij}}^{\max}$ es el límite de operación y P_{ij} es la ecuación de corriente alterna para el flujo de la línea del nudo i al nudo j :

$$P_{ij} = -V_i^2 G_{ij} + V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad \text{Ecuación 4.5}$$

- Límite de operación de tensión.

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad \text{Ecuación 4.6}$$

- Límite de potencia activa y reactiva de la generación.

$$P_{Gi}^{\min} \leq P(i) \leq P_{Gi}^{\max} \quad \text{Ecuación 4.7}$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q(i) \leq Q_{Gi}^{\max} \quad \text{Ecuación 4.8}$$

El modelo desarrollado es un algoritmo de programación no lineal (NLP) usando programación con el software GAMS. La tabla 4.10, muestra los precios que se obtuvieron en la casación del mercado sin restricciones, tanto en situación de pico como fuera de pico.

Unidades	Nudos	Pmax (MW)	Fuera de pico (€/MWh)	Pico (€/MWh)
G1	1	30	50	54
G2	2	40	35	54
G3	3	80	30	54
G4	1	70	54	54
G5	2	50	30	54
G6	3	80	30	54
G7	5	200	60	60

Tabla 4.10 Precios de casación sin restricciones

La tabla 4.11, muestra el re-despacho para los dos escenarios (pico o fuera de pico) para la generación programada y la solución a las restricciones técnicas. El nuevo programa de

generación se analizó utilizando *Digsilent Power Factory* para garantizar que el flujo en las líneas y la tensión en los nudos está dentro de los límites establecidos en las restricciones.

Unidades	Pmax (MW)	Fuera de pico MW)	Pico (MW)
G1	30	30	9
G2	40	40	0
G3	80	4	72
G4	70	0	6
G5	50	50	0
G6	80	70	57
G7	200	22	165
Generación total		216	309

Tabla 4.11 Despacho de generación

Como ya se ha mencionado, este modelo se ha publicado en [17]. Su realización permitió extraer conclusiones para la realización de los modelos desarrollados a continuación para su aplicación a sistemas reales.

4.4 Modelo de análisis de un mercado eléctrico real competitivo con restricciones: caso dominicano [88]

4.4.1 Introducción

En el capítulo 3 se ha hecho una descripción de las características más importantes del mercado eléctrico de República Dominicana.

Uno de los objetivos de esta tesis es desarrollar modelos y algoritmos de aplicación a mercados reales. Entre los mercados reales existen grandes diferencias, fundamentalmente por dos razones: el mix de generación y la robustez del sistema eléctrico sobre el que funciona. Los problemas que se presentan y las soluciones a aplicar han de tener en cuenta estas diferencias. El mercado de República Dominicana está soportado por un sistema eléctrico que presenta ciertas debilidades y esto hace necesario abordar los problemas con la secuencia y las herramientas adecuadas.

En este punto se presenta la metodología desarrollada para garantizar un despacho seguro basado en la técnica del re-despacho. Se diferencia de otros métodos en que este incluye previamente un análisis del sistema que permite determinar bajo qué condiciones técnicas funcionará el mercado. El conocimiento por parte de los agentes del mercado de la información obtenida en este análisis hace que las transacciones tengan lugar en un entorno más transparente.

Inicialmente se realiza un despacho en el mercado *spot* basado en un modelo de mercado de precio único. Con la programación de los generadores así obtenida, se realiza un análisis de la topología del sistema eléctrico para detectar debilidades en el mismo en operación normal y ante contingencias tipo $n-1$. A continuación, se efectúa un re-despacho que tiene en cuenta las restricciones necesarias para garantizar la operación segura del sistema y para que todas las transacciones se puedan lograr sin la violación de los límites de operación.

La metodología sigue las siguientes etapas:

1. Despacho del sistema. Se establece el escenario de trabajo basado en generación térmica e hidráulica y se realiza el despacho utilizando orden de mérito [17] con precio

marginal, de acuerdo a lo establecido por el operador del mercado. En esta etapa se fija el precio al cual se casará el mercado.

2. Análisis del sistema y selección de contingencias. Aplicando un modelo de caracterización de topología de red desarrollado en esta tesis, se realiza un análisis de contingencias y se determinan las posibles debilidades del sistema en las condiciones del despacho inicial. Se identifican y se clasifican las restricciones que afectan al sistema objeto de estudio.

3. Re-despacho seguro. Seguidamente, de acuerdo a los resultados arrojados por el estudio anterior, y utilizando un modelo de flujo de cargas óptimo seguro, desarrollado también en esta tesis, se realiza el re-despacho que garantiza técnicamente una operación segura del sistema, tanto en condiciones normales como ante las contingencias seleccionadas.

A continuación se explica la aplicación de la metodología descrita al sistema eléctrico de la República Dominicana, un sistema insular, principalmente radial.

4.4.2 Despacho del sistema

El sistema de República Dominicana está formado por 67 nudos, 21 generadores, 92 líneas y 2 transformadores, las tablas 4.12, 4.13 y 4.14 muestran la información asociada a las líneas, a los generadores y a las cargas, respectivamente.

Utilizando la técnica de orden de mérito, en la cual la generación y la demanda se llevan a un nudo único, se obtiene el punto de equilibrio del mercado (MCP) [95] que establece el precio marginal al cual se casará el mercado y la lista de las unidades de generación que entran en mérito. Es importante anotar:

- Para todo el estudio se considera la demanda inelástica.
- El despacho se realiza de acuerdo con las reglas de República Dominicana.
- Se utiliza la técnica de precio único.

No.	De	A	X (pu)	Pmax (pu)	No.	De	A	X (pu)	Pmax (pu)	No.	De	A	X (pu)	Pmax (pu)
1	1	10	0,14	1,36	33	14	31	0,01	1,58	65	27	43	0,02	1,59
2	1	38	0,03	3,17	34	14	32	0,01	1,58	66	27	43	0,02	1,59
3	1	46	0,17	1,36	35	16	67	0,01	1,58	67	27	46	0,08	3,17
4	1	46	0,17	1,36	36	17	46	0,06	1,58	68	29	61	0,01	3,17
5	2	22	0,03	3,49	37	18	23	0,01	1,36	69	30	52	0,00	1,58
6	3	17	0,03	1,58	38	18	23	0,01	1,36	70	30	53	0,01	1,58
7	3	63	0,02	1,58	39	18	32	0,02	1,58	71	32	33	0,00	1,58
8	4	10	0,02	1,36	40	18	32	0,02	1,58	72	32	62	0,01	3,17
9	5	19	0,04	3,17	41	19	22	0,04	3,17	73	34	44	0,01	3,17
10	5	53	0,07	3,17	42	19	22	0,04	3,17	74	35	54	0,03	1,58
11	6	8	0,18	1,36	43	19	25	0,12	3,17	75	36	58	0,09	1,58
12	6	8	0,18	1,36	44	19	29	0,02	1,58	76	36	64	0,06	1,58
13	6	15	0,01	1,36	45	19	29	0,02	1,58	77	37	41	0,22	1,58
14	6	43	0,15	1,36	46	19	29	0,02	1,58	78	39	45	0,10	1,58
15	6	43	0,15	1,36	47	19	43	0,06	1,36	79	39	50	0,09	1,91
16	7	34	0,01	3,17	48	19	65	0,03	1,36	80	41	48	0,08	3,17
17	7	61	0,01	3,17	49	19	66	0,04	1,36	81	41	64	0,08	1,58
18	7	62	0,00	3,17	50	20	23	0,03	1,36	82	42	67	0,03	1,36
19	8	13	0,02	3,17	51	20	31	0,02	1,58	83	43	46	0,16	1,36
20	8	16	0,02	1,58	52	21	49	0,08	1,58	84	43	63	0,12	1,36
21	8	35	0,05	1,58	53	21	57	0,10	1,58	85	43	66	0,03	1,36
22	8	42	0,03	1,36	54	22	53	0,07	3,17	86	45	51	0,06	1,58
23	8	60	0,04	2,30	55	22	53	0,07	3,17	87	47	48	0,01	1,36
24	8	60	0,04	2,30	56	23	24	0,00	1,36	88	47	56	0,01	1,36
25	9	53	0,00	1,58	57	23	31	0,04	1,58	89	49	52	0,10	1,58
26	10	28	0,14	1,58	58	23	43	0,03	1,36	90	49	53	0,10	1,58
27	11	37	0,05	1,58	59	24	27	0,04	3,17	91	50	55	0,08	1,58
28	11	58	0,10	1,58	60	24	27	0,04	3,17	92	51	54	0,06	1,58
29	12	19	0,04	1,36	61	25	53	0,02	1,59	93	53	59	0,01	3,17
30	12	65	0,02	1,58	62	26	27	0,02	4,80	94	61	65	0,01	1,58
31	13	40	0,02	4,80	63	26	40	0,04	1,91					
32	13	41	0,05	3,17	64	26	40	0,04	1,91					

Tabla 4.12 Características de las líneas y los transformadores

No.	NUDO	Pmin (MW)	Pmax (MW)	USDólar/MWh	Despacho (MW)	Re-despacho (MW)
G1	3	17	26	0	26	17
G2	17	64	98	0	98	98
G3	36	36	52	0	52	52
G4	63	32	54	0	54	42,5
G5	28	68	68	0	68	68
G6	60	48	96	0	96	96
G7	2	160	304	21,59	304	304
G8	29	120	236	35,86	227	183
G9	23	200	200	37,59	200	200
G10	4	42	42	64,86	42	42
G11	59	87	100	121,84	87	87
G12	33	24	31	130,5	24	31
G13	45	22	28	131,18	22	28
G14	47	42	70	132,43	42	70
G15	43	90	102	135	90	102
G16	30	16	24	138,06	16	16
G17	38	86	100	145	86	100
G18	24	28	42	162,59	28	42
G19	53	210	294	179,14	210	0
G20	56	132	184	186,1	0	135,8
G21	18	48	60	268,18	0	57,7

Tabla 4.13 Oferta típica de los generadores a las 20:00 horas de un día hábil

NUDO	CARGA (MW)	NUDO	CARGA (MW)	NUDO	CARGA (MW)
1	46,025974	4	30,3430495	5	23,8653199
6	68,1866282	7	54,5493025	8	42,6166426
9	34,0933141	10	39,2073112	11	8,52332852
11	8,52332852	12	37,5026455	14	69,8912939
15	51,1399711	16	66,4819625	19	13,6373256
20	17,046657	21	17,046657	25	10,2279942
28	1,7046657	29	73,3006253	31	68,1866282
34	30,6839827	35	42,6166426	37	20,4559885
39	30,6839827	42	85,2332852	43	119,326599
44	68,1866282	46	105,689274	47	85,2332852
48	7,84146224	49	18,7513228	50	4,43213083
51	68,1866282	53	8,52332852	54	11,0803271
55	6,81866282	57	11,9326599	58	3,40933141
61	39,2073112	62	46,025974	64	30,6839827
65	34,0933141	66	51,1399711	67	68,1866282

Tabla 4.14 Demanda típica a las 20:00 horas un día hábil

El despacho del sistema se realiza utilizando GAMS, donde la función objetivo minimiza el coste de generación, sujeto a restricciones asociadas a los generadores (bloque mínimo y máximo de energía ofertado) y al cumplimiento del equilibrio entre la demanda y la oferta.

Para una demanda de 1772 MW correspondiente a la hora pico. El precio marginal λ al que se liquida el mercado es de 179,14 US\$/MWh con un coste total de generación de 317436,08 US\$.

4.4.3 Análisis del sistema y selección de contingencias

El análisis y la selección de contingencias se realizan una vez hallado el punto de equilibrio en el despacho. Esta etapa de análisis y selección de contingencias se divide en dos partes. En la primera, se analiza el sistema en operación normal y se verifica que el despacho cumple con los requerimientos operativos establecidos por el regulador y con las restricciones técnicas de las líneas, los transformadores y otros equipos que integran el sistema de potencia [86]. En la segunda parte se realiza un análisis de faltas del tipo $n-1$ y

se clasifican las líneas en cuatro tipos de acuerdo a cómo afecta al sistema eléctrico la pérdida de cada una de ellas.

A. Análisis del sistema en operación normal

El modelo utilizado en el despacho tiene como ventaja la transparencia que ofrece y como desventajas que solo refleja el equilibrio entre la generación y la demanda e ignora las restricciones técnicas y de operación establecidas por el regulador. Se hace necesario realizar un flujo de cargas de alterna en estado normal que verifique que, con el despacho obtenido, el sistema se encuentre dentro de los límites de operación [96]. Para el caso de República Dominicana, se verifica que el despacho casado cumple con las restricciones establecidas por el operador del sistema. La herramienta utilizada es un flujo de cargas basado en el método de Newton Raphson [6].

B. Selección de contingencias

El objetivo de este apartado es establecer las debilidades del sistema objeto de estudio, para lo cual se clasifican las líneas de acuerdo a cómo el sistema es afectado ante una falta.

Esta información permite clasificar las líneas según el impacto de su falta en el sistema. Para ello, se ha desarrollado una aplicación en Matlab que clasifica las líneas que componen el sistema en cuatro tipos diferentes:

- Tipo 1: líneas conectadas en el sistema en antena. Su pérdida provoca el aislamiento de generadores y/o cargas.
- Tipo 2: líneas que, ante una falta, provocan la división del sistema en dos partes inconexas.
- Tipo 3: líneas cuya pérdida no afecta a la operación ni al despacho casado.
- Tipo 4: líneas cuya pérdida obliga al re-despacho del sistema.

Esta clasificación se realiza mediante dos tipos de análisis. Un primer análisis general de la topología determina qué líneas son de los tipos 1 y 2. Un tratamiento posterior analiza el sistema, con la carga y generación despachada, cuando se produce el fallo de cada una

de las líneas restantes (que no son del tipo 1 ó 2) y calcula el flujo de potencia esperado en las demás. Como resultado del mismo se clasifican las líneas en los tipos 3 ó 4.

B1. Análisis general de la topología

- Líneas tipo 1. La identificación de estas líneas se hace con la matriz de conexión (nudos-ramas) A , donde “nudos” es el número de nudos y “líneas” es el número de líneas

$A_{i,j} = 1$ si la línea j , sale del nudo i

$A_{i,j} = -1$ si la línea j , entra en el nudo i

$A_{i,j} = 0$ en el resto de elementos

$$\forall n, Nc_n = \sum_{l=1, \text{líneas}} |A_{n,l}| \quad \text{Ecuación 4.9}$$

$$\forall l, si \left((Nc_{i_l} = 1) \vee (Nc_{j_l} = 1) \right) \Rightarrow l = tipo1 \quad \text{Ecuación 4.10}$$

Donde:

$n \in (1..nudos)$ (Incluido el balance)

$l \in (1..líneas)$

$i_l = nudo \text{ origen de la línea } l$

$j_l = nudo \text{ fin de la línea } l$

Para el caso de República Dominicana se detectaron 12 líneas de tipo 1 (tabla 4-15).

No.	Tipo	No.	Tipo	No.	Tipo
1	2	33	3	65	3
2	1	34	3	66	3
3	3	35	4.2	67	3
4	3	36	3	68	4.1
5	1	37	3	69	3
6	3	38	3	70	3
7	3	39	3	71	1
8	1	40	3	72	4.1
9	3	41	3	73	1

10	3	42	3	74	2
11	3	43	3	75	3
12	3	44	3	76	3
13	1	45	3	77	3
14	3	46	3	78	2
15	3	47	4.1	79	2
16	2	48	4.1	80	2
17	4.1	49	4.1	81	3
18	4.1	50	3	82	3
19	4.2	51	3	83	3
20	4.2	52	2	84	4.1
21	2	53	1	85	4.1
22	4.2	54	3	86	2
23	3	55	3	87	2
24	3	56	3	88	1
25	1	57	3	89	3
26	1	58	4.1	90	3
27	3	59	3	91	1
28	3	60	3	92	2
29	3	61	3	93	1
30	3	63	4.1	94	4.1
32	2	64	4.1		

Tabla 4.15 Clasificación de las líneas

- Líneas tipo 2. La división del sistema en dos partes inconexas como consecuencia de la pérdida de una de estas líneas puede provocar diferentes efectos y, en cualquier caso, lleva a considerar el sistema como la agregación de otros dos independientes. Ejemplo de este fenómeno es una falta en la línea 32 que crea dos islas diferenciadas por el coste marginal.

La identificación de estas líneas se hace con la estructura de la matriz de admitancias de nudos, una vez eliminada la línea en fallo. Para ello, sin la línea en fallo, se obtienen la matriz de conexión (nudos-ramas) A , como se ha descrito anteriormente, y la matriz de admitancias de rama Y_r es una matriz diagonal, en la que los elementos son:

$$Y_{rl,l} = -j \frac{1}{xl} \quad \text{Ecuación 4.11}$$

Siendo xl la reactancia serie de la línea l .

A partir de las matrices anteriores, se obtiene la matriz de admitancias de nudos Y_{BUS} del sistema (sin la línea en fallo) con todos los nudos, incluido el balance.

$$Y_{BUS} = A_r^T Y_r A_r \quad \text{Ecuación 4.12}$$

La matriz Y_{BUS} se modifica, manteniendo la misma estructura que la del sistema pero bien “condicionada”. Cuando el determinante de esta matriz es próximo a cero, la línea que ha fallado es del tipo 2. Para el caso de República Dominicana se detectaron 12 líneas de tipo 2 (tabla 4.15).

Este análisis de topología permite clasificar las líneas en los tipos 1 y 2, cuya falta es poco deseable y no es gestionable dentro de la operación de un mercado eléctrico, ya que su salida secciona el sistema o involucra deslastre de carga y/o desconexión de generación. Las soluciones solo son posibles con el fortalecimiento de la red asociado a la planificación que establezca el regulador de la misma. Un ejemplo es la pérdida de la línea 2, la cual ocasionaría la salida de un generador (caracterizado por ser el que más genera y cuyos costes se encuentran dentro de los más bajos del sistema). Como consecuencia, para abastecer la demanda se hace necesario programar a generadores que se encontraban fuera de mérito.

- Líneas tipo 3 y 4. Las líneas que no han sido identificadas como tipos 1 ó 2 se clasificarán como líneas tipo 3 y tipo 4. Las líneas tipo 3, son aquellas que cuando fallan no provocan sobrecargas en otras. Las líneas tipo 4 por su parte son aquellas que cuando fallan provocan sobrecargas en otras.

Para identificar las líneas de los tipos 3 y 4 se han utilizado dos métodos con similares resultados. El primero consiste en realizar directamente un flujo de cargas lineal con el sistema que resulta del fallo de cada línea y calcular la potencia en las demás líneas

utilizando un flujo de cargas en corriente continua. El proceso y las ecuaciones son las siguientes:

1. Se calcula la matriz de conexión nudos-ramas, A y la matriz de admitancias de ramas Y_r como se ha descrito anteriormente, para el sistema sin la línea en fallo.
2. Se obtiene la matriz A_r eliminando de la matriz A la fila correspondiente al nudo balance. Se calcula como se muestra en la ecuación 4.13.

$$Y_{BUS} = A_r^T Y_r A_r \quad \text{Ecuación 4.13}$$

3. Se realiza un flujo de cargas linealizado (Ecuación 4.14), donde P corresponde al vector de potencias activas inyectadas en los nudos (diferencia entre generación y demanda), θ corresponde al vector de los ángulos de las tensiones nodales, excepto el nudo balance ($\theta=0$), y B' corresponde a la parte imaginaria de la matriz de admitancias nodales con signo contrario, $B' = -Y_{BUS}$ (utilizando únicamente la reactancia en serie de la línea [15]).

$$P = B' \theta \quad \text{Ecuación 4.14}$$

$$[\theta] = [B']^{-1} [P] \quad \text{Ecuación 4. 15}$$

4. La potencia en la línea que une los nudos i y j se calcula con la ecuación 4.16:

$$P'_{i,j} = \frac{1}{x_{i,j}} (\theta_i - \theta_j) \quad \text{Ecuación 4. 16}$$

El segundo método utiliza factores de distribución. En primer lugar se calcula la potencia por las líneas a partir de un flujo de cargas base (sin fallos) y se calculan los coeficientes $d_{l,k}$ [21] que permiten determinar los incrementos en la potencia de la línea l cuando falta la línea k (Ecuación 4.17). Este método asume que, si una variable cambia, el sistema actuará para mantener el equilibrio en las ecuaciones de potencia. Estos coeficientes se calculan a partir de las reactancias en serie de la línea.

$$d_{l,k} = \frac{\frac{x_k}{x_l} (X_{i,n} - X_{j,n} - X_{i,m} - X_{j,m})}{x_k - (X_{n,n} - X_{m,m} - 2X_{n,m})} \quad \text{Ecuación 4.17}$$

Donde:

x_k = Reactancia de la línea k , entre los nudos n y m .

x_l = Reactancia de la línea l , entre los nudos i y j .

$X_{i,n}$ = Elemento i,n de la matriz $[X] = [B']^{-1}$.

Como ya se ha mencionado, B' es la parte imaginaria con signo contrario de la matriz de admitancias nodales, utilizando únicamente la reactancia en serie de la línea, siendo sus elementos los que se muestran en las ecuaciones 4.18 y 4.19.

$$B'_{i,j} = -\frac{1}{x_{i,j}} = -\frac{1}{x_l} \quad \text{Ecuación 4.18}$$

$$B'_{i,i} = \sum_{j=1}^n -B'_{i,j} = \sum_{j=1}^n \frac{1}{x_{i,j}} \quad \text{Ecuación 4.19}$$

Donde:

$x_{i,j} = x_l$ = Reactancia de la línea l , entre los nudos i y j .

El cálculo de estos coeficientes se limita a las líneas que, en el análisis general de topología, no fueron clasificadas como tipo 1 ó 2.

A partir de los coeficientes y de la potencia en cada una de estas líneas en la situación de pre-fallo, se calcula la potencia en situación de fallo en las demás, aplicando la ecuación 4.20.

$$P_l^{fk} = P_l^0 + d_{l,k} P_k^0 \quad \text{Ecuación 4.20}$$

Donde:

P_l^0, P_k^0 = Potencia en las líneas l y k antes del fallo de cualquier línea.

P_l^{fk} = Potencia a través de la línea l cuando falla la línea k

$d_{l,k}$ = Factor de distribución calculado

Para el caso de República Dominicana se detectaron 51 líneas como tipo 3 y 17 líneas como tipo 4, de las 92 que integran el sistema. Esta clasificación permite reducir considerablemente el tiempo de análisis para el flujo de cargas óptimo seguro que se utiliza en el re-despacho posterior ya que el número de escenarios se reduce a aquellos en los que se produce la pérdida de una línea de tipo 4.

4.4.4 Mercado con restricciones de seguridad

La metodología propuesta en este trabajo afronta las restricciones que se presentan en el sistema utilizando la técnica del re-despacho con contingencias, técnica que se caracteriza por la transparencia de la metodología entre los participantes del mercado [46][94]. Para su aplicación se utiliza un flujo de cargas óptimo seguro para la programación de la generación, que garantiza un despacho sin violar las restricciones impuestas y muestra dónde se debe fortalecer el sistema, de tal forma que pueda funcionar dentro de un mercado competitivo, evitando la segmentación del sistema o que algunos de los participantes puedan ejercer poder de mercado.

Esta metodología se diferencia de otras en que realiza previamente el análisis del sistema e identifica líneas que el operador debe fortalecer (tipo 1 y 2) y líneas que pueden ser incluidas en la metodología, evitando esfuerzo de cálculo y errores. El modelo propuesto incluye dentro del algoritmo de re-despacho las posibles faltas que se puedan presentar en las líneas de tipo 4, de tal forma que en condiciones de operación sin fallo y ante contingencias el sistema solo necesita ser re-despachado una vez, ya que se contemplan simultáneamente las restricciones en operación normal y con todas las contingencias de las líneas de tipo 4.

Para el sistema objeto de estudio no se percibe el riesgo de ejercer poder de mercado en horas pico, donde el precio marginal es alto (179,14 US\$/MWh) y el 90% de los generadores entraron en mérito. No así en horas valle, donde el precio marginal es de 37,59 US\$/MWh y solo el 50% de los generadores entraron en mérito.

A. Formulación matemática

Para el análisis del despacho seguro ante fallo (criterio $n-1$) con restricciones de red, solo se tendrán en cuenta las líneas tipo 4. La tabla 4.14 muestra una clasificación de las líneas que componen el sistema. El objetivo del flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad que se analiza en este trabajo es determinar el punto de operación óptimo, en estado estable y ante contingencias seleccionadas ($n-1$), mediante la minimización del coste para operar el sistema en estado normal y ante el peor estado de contingencia (post-contingencia), en el marco de un mercado competitivo.

En esencia, el problema a resolver constituye un caso de optimización entera mixta no lineal, cuyo objetivo es minimizar el coste total de generación de potencia (Ecuación 4.21), sujeto a restricciones de igualdad y desigualdad operacionales y de seguridad, propias de una red eléctrica de potencia (Ecuaciones 4.22 y 4.23), teniendo en cuenta que un sistema seguro no solo debe ser factible en estado estable, sino que debe encontrar el punto de operación factible en caso de presentarse contingencia. Se incluye dentro del grupo de ecuaciones a optimizar una ecuación de balance con contingencia para garantizar la seguridad del sistema (Ecuación 4.24).

$$\text{Min} \sum_g^{ng} (v_g P_g C_g) \quad \text{Ecuación 4.21}$$

$$\forall g \quad P_g^{\min} \leq P_g \leq P_g^{\max} \quad \text{Ecuación 4.22}$$

$$\forall nc, n, np, l, \quad -P_{n,np,l}^{\max} \leq P_{nc,n,np,l} \leq P_{n,np,l}^{\max} \quad \text{Ecuación 4.23}$$

$$\text{Siendo} \quad P_{nc,n,np,l} = B_{n,np,l}(\theta_{nc,n} - \theta_{nc,np}) : (lf_{nc} \neq lin_{n,np,l})$$

$$\forall nc, n, \sum_{g: g \in g_c(n)}^{ng} v_g P_g - \sum_{np}^{nudos} \left[\sum_l^{nlmn} (B_{n,np,l}(\theta_{nc,n} - \theta_{nc,np}) : (lf_{nc} \neq lin_{n,np,l})) + B_{np,n,l}(\theta_{nc,n} - \theta_{nc,np}) : (lf_{nc} \neq lin_{np,n,l}) \right] = PC_n$$

$$\text{Ecuación 4.24}$$

Donde

$:$ = operador lógico “tal que”

$\forall$ = operador lógico “para todo”

v_g = variable binaria de funcionamiento del grupo g (0 ó 1)

P_g = potencia del generador g

C_g = coste del generador g

$P_g^{\min}, P_g^{\max}$ = potencias mínima y máxima del generador g

nc = índice de contingencia

n, np = índices de nudo

$nudos$ = número de nudos

$nlmn$ = número de líneas entre los mismos nudos

l = índice de línea entre los mismos nudos n y np (permite varias líneas)

$lin_{n,np,l}$ = identificación de la línea cuyos datos son n, np, l

lf_{nc} = identificación de la línea (lin) de la contingencia nc

$gc(n)$ = conjunto de grupos conectados al nudo n

$P_{n,np,l}$ = potencia por la línea l entre los nudos n y np

$P_{n,np,l}^{\max}$ = potencia máxima por la línea l entre los nudos n y np

PC_n = potencia de carga en el nudo n

Para evitar en la función objetivo y en las restricciones el producto de la variable binaria v_g por la continua P_g , se realizan los siguientes cambios:

Se introduce una nueva variable por grupo PG_g equivalente a $v_g P_g$.

Se modifica la función objetivo, pasando a ser la ecuación 4.25.

$$\text{Min} \sum_g^{ng} (PG_g C_g) \quad \text{Ecuación 4.25}$$

De igual forma se modifican algunas restricciones, siendo el conjunto resultante el siguiente:

$$\forall g \quad P_g^{\min} \leq P_g \leq P_g^{\max} \quad \text{Ecuación 4.26}$$

$$\forall g \quad P_g^{\min} v_g \leq PG_g \leq P_g^{\max} v_g \quad \text{Ecuación 4.27}$$

$$\forall g \quad P_g - P_g^{\max} (1 - v_g) \leq PG_g \leq P_g - P_g^{\min} (1 - v_g) \quad \text{Ecuación 4.28}$$

$$\forall n, np, l, \quad -P_{n,np,l}^{\max} \leq P_{n,np,l} \leq P_{n,np,l}^{\max} \quad \text{Ecuación 4.29}$$

$$\forall n, \quad \sum_{g: g \in g_c(n)}^{ng} PG_g \sum_{np}^{nudos} \left[\sum_1^{nlmb} B_{n,np,l} (\theta_{nc,n} - \theta_{nc,np}) : (lf_{nc} \neq lin_{n,np,1}) + B_{np,n,1} (\theta_{nc,n} - \theta_{nc,np}) : (lf_{nc} \neq lin_{np,n,1}) \right] = Pc_n \quad \text{Ecuación 4.30}$$

B. Aplicación

El modelo descrito se aplica en un bucle considerando el fallo de cada una de las líneas de tipo 4 (las que al faltar han provocado sobrecargas en otras). Estas líneas, a su vez, se pueden considerar de dos tipos. Las de tipo 4.1, al faltar, permiten encontrar una solución posible con un nuevo re-despacho. Las de tipo 4.2, al faltar, no permiten encontrar una solución posible ya que, cuando faltan, no permiten re-despachar las cargas porque dejan una zona débilmente conectada y forzosamente se producen sobrecargas en enlaces débiles. Una vez realizado el análisis anterior se realiza el re-despacho con contingencias considerando tanto la situación normal como las contingencias de las líneas de tipo 4.1 (Ver tabla 4-16).

4.4.5 Análisis de resultados

Para ilustrar la aplicación de la metodología descrita se ha utilizado el caso del sistema eléctrico de República Dominicana (tabla 4.14), como ya se ha mencionado con anterioridad, un sistema insular formado por una red de transmisión radial, con un enlace

principal de 345 kV [98]. En la etapa de análisis del sistema y selección de contingencias, el análisis de la topología del sistema muestra que el 26% de las líneas que lo componen son de tipo 1 y 2, repartido este porcentaje en partes iguales entre los dos tipos de líneas. Un análisis en estado estable y ante contingencias del tipo n-1 establece que el sistema está compuesto por un 54% de líneas tipo 3 y el 20% restante corresponde a líneas de tipo 4 (repartidas en un 68% de tipo 4.1 y un 32% de tipo 4.2).

Un análisis de la casación del mercado utilizando la metodología tradicional y la propuesta en esta tesis muestra, para el caso de punta de demanda, que en la metodología tradicional, el precio marginal es de 179,14 US\$/MWh y los generadores despachados son los del 1 al 19. Utilizando la metodología propuesta, el precio marginal es de 268,18 US\$/MWh y los generadores despachados son los del 1 al 21.

Para el caso de menor demanda, el precio marginal es de 37,59 US\$/MWh y los generadores despachados son los del 1 al 10. Utilizando la metodología propuesta el precio marginal es de 131,2 US\$/MWh y los generadores despachados son los del 1 al 14.

Los generadores entran al mercado ofertando a precio de coste de tal forma que garanticen su entrada en mérito. Utilizando la metodología propuesta, en caso de funcionamiento normal del sistema, se tiene un coste adicional de 89,04 US\$/MWh en punta y de 93,61 US\$/MWh en valle. Sin embargo, en caso de haber una falta, el precio que se le pagará a los generadores será el mismo y su remuneración únicamente dependerá de la cantidad de generación que provean al sistema. En cada sistema se puede establecer el método de calcular y retribuir el incremento del coste de generación por restricciones.

Con la metodología tradicional, puede haber generadores que, sabiendo que no van a entrar en mérito, pueden acudir al mercado con precios muy elevados, con la intención de percibir mayores ganancias en caso de cualquier indisponibilidad que se presente a los generadores en mérito o de cualquier falta en el sistema. Esta situación suele ocurrir en horas valle, durante las cuales resultan casados pocos generadores y a un precio bajo, pero en las que las contingencias posteriores están prácticamente aseguradas. Como resultado suele ser necesaria la entrada de generadores fuera de mérito a precio elevado superior al marginal obtenido con la metodología propuesta. Desde el punto de vista del consumidor,

esta metodología tiene interés económico cuando el ahorro durante los periodos de contingencia supera al coste adicional durante los periodos de funcionamiento normal. Además, desde el punto de vista de los generadores, un sistema más transparente es beneficioso para una competencia más equitativa entre ellos.

Este análisis permite al operador del mercado y al operador del sistema establecer políticas para el fortalecimiento de las debilidades encontradas y para establecer un mercado eléctrico competitivo que garantice equilibrio entre los participantes y permita que otros nuevos puedan analizar su posible entrada con mayor transparencia.

4.5 Modelo de análisis de un mercado eléctrico real competitivo con restricciones: caso colombiano.

4.5.1 Introducción

Como ya se ha indicado anteriormente, en 1994, con la expedición de la ley 142 de 1994 [48] y de la ley 143 de 1994 [49], se inicia en Colombia el proceso de liberalización del mercado eléctrico. Esta decisión llegó como consecuencia de un prolongado racionamiento eléctrico que puso en evidencia las debilidades del sector eléctrico colombiano [99] y su necesidad de inversión para asegurar una operación segura y facilitar la operación económica [51]. Esta situación interna se unió a lo que ocurría a nivel internacional en el sector eléctrico [89], un sector considerado por muchos años como monopolio controlado por el estado [90] empezaba a liberalizarse, a permitir la participación en generación y comercialización de nuevos participantes y a establecer modelos económicos que maximizaran el beneficio de la sociedad. Desde sus inicios, un reto de este nuevo mercado es combinar las herramientas de la ingeniería con modelos económicos transparentes [2], y ha ido evolucionando constantemente [91][92] sin dejar de lado su objetivo principal: maximizar el beneficio social neto.

En esta sección, se presenta la aplicación al caso del sistema eléctrico colombiano de la metodología descrita en el caso de República Dominicana, metodología que se diferencia de otras en que incluye previamente un análisis del sistema que permite determinar bajo qué condiciones técnicas funcionará el mercado. El conocimiento por parte de los agentes del mercado de la información obtenida en este análisis hace que las transacciones tengan lugar en un entorno más transparente, eficiente y seguro.

Inicialmente, se realiza un pre-despacho ideal, en forma similar a como se realiza en la bolsa de energía el despacho ideal, el cual se produce el día anterior a la operación. Con la programación de los generadores así obtenida, se realiza un análisis de la topología del sistema eléctrico para detectar restricciones en el mismo en operación normal y ante contingencias del tipo $n-1$ y poder así establecer el despacho programado o despacho real. A continuación, se propone un re-despacho que tiene en cuenta las restricciones necesarias para garantizar la operación segura del sistema y para que todas las transacciones se

puedan lograr sin superar los límites de operación. Para lograr este objetivo la metodología incorpora los siguientes pasos:

- Paso 1. Se establece el escenario de trabajo basado en generación térmica e hidráulica y se realiza el pre-despacho utilizando orden de mérito [17] con precio marginal, de acuerdo a lo establecido por el operador del mercado y con las restricciones propias de los generadores. Este paso es importante porque establece el precio marginal al que se liquidará el mercado en cada una de las 24 horas [100].
- Paso 2. Análisis del sistema y flujo de cargas óptimo. Un análisis de flujo de cargas establece la necesidad de despachar o no el mercado, utilizando un flujo de cargas óptimo con las líneas que componen el sistema para establecer la programación diaria de generación.
- Paso 3. Utilizando el modelo de caracterización de topologías de red desarrollado en esta tesis y expuesto anteriormente, se realiza un análisis de contingencias y se determinan las posibles limitaciones del sistema, identificando y clasificando las restricciones que afectan al sistema.
- Paso 4. Re-despacho seguro. Seguidamente, de acuerdo a los resultados arrojados por el estudio anterior, y utilizando el modelo de flujo de cargas óptimo seguro desarrollado, se realiza el re-despacho que garantiza técnicamente una operación segura del sistema, tanto en condiciones normales como ante las contingencias seleccionadas, y económicamente eficiente.

A continuación se ilustra la aplicación de la metodología descrita al estudio del sistema eléctrico colombiano, un sistema con generación mayoritariamente hidráulica compuesto por 428 nudos y 746 líneas.

4.5.2 Paso 1.

Como se ha indicado anteriormente, la operación y administración del mercado eléctrico colombiano las realiza la Compañía de Expertos en Mercados (XM) [61], de acuerdo a las normativas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) [66].

XM recibe las ofertas de costes variables de los generadores para la casación de la oferta y la demanda utilizando el modelo de precio único y la técnica de lista de mérito a través de la bolsa de energía. Se recuerda que, en Colombia, la generación y la comercialización de energía eléctrica se rigen por un marco de competencia en el mercado liberalizado, mientras que la transmisión y la distribución son monopolios naturales regulados por la CREG. La comercialización de la energía se realiza mediante un mercado a corto plazo (bolsa de energía) y un mercado de contratos de largo plazo. Se inicia entonces un proceso de solución de restricciones que va desde el día anterior hasta que se hace efectivo el despacho, momento en que se fija en el precio de la electricidad a través de la teoría marginalista.

Si se requiere un re-despacho: los generadores que continúan despachados tras el mismo reciben como pago el precio casado originalmente; los generadores que salen de la programación no reciben retribución por costes variables y los generadores fuera de mérito pero que se les requiere en el re-despacho reciben el denominado *precio de reconciliación positiva*, que remunera sus costes variables, lo que aumenta el precio final de la operación del mercado. El precio del mercado lo fija el último generador despachado para abastecer la demanda, utilizando la lista de orden de mérito establecida en el pre-despacho ideal en el día anterior. Los costes asociados a las restricciones se asignan a la demanda a través de los comercializadores [101]. Es relevante agregar que una parte importante de las restricciones se encuentran en el área Caribe o norte del país, donde la mayoría de la generación es térmica, que tiene mayores costes variables y, por lo tanto, normalmente no entran todos los generadores en el orden de mérito en condiciones hidrológicas normales o con exceso de aportes hidrológicos. Por ello, para suplir las restricciones, deben entrar en el re-despacho incrementando los costes del mercado [102].

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano está formado por 428 nudos, aproximadamente 24.109 km de líneas de transmisión (624 líneas), 122 transformadores y una capacidad total de generación instalada de 14.360,7 MW, con una generación predominantemente hidráulica (63.96%). Para ilustrar el despacho ideal se han utilizado como escenarios de demanda y generación las correspondientes a la hora pico y la hora valle del día 12 de marzo de 2014 [61] (figura 4.19 y tabla 3.4, respectivamente).

Figura 4.19 Demanda para el 12 de marzo de 2014

Utilizando la técnica de orden de mérito, en la cual la generación y la demanda se llevan a un nudo único, se obtiene el punto de equilibrio del mercado [95]. Para este despacho se utiliza la disponibilidad hora a hora de cada uno de los generadores, los costes asociados a la operación de todos los generadores, los costes asociados al arranque de los generadores térmicos y las rampas de estos mismos. Para este fin se requiere minimizar la ecuación 2.1, teniendo en cuenta que el término $y_{g,k}$ corresponde a la lógica de arranque y parada del generador g en el periodo k , asociado a las siguientes condiciones:

- $v(g,k)$ será uno si el generador g está acoplado en el periodo k .
- $y(g,k)$ será uno si el generador g arranca al inicio del periodo k .
- $s(g,k)$ será uno si el generador g para al inicio del periodo k .

De tal forma que, además de la ecuación de igualdad 2.2, se debe cumplir la ecuación de igualdad 4.31:

$$y(g,k) - s(g,k) = v(g,k) - v(g,k-1) \quad \text{Ecuación 4.31}$$

Estas condiciones, sumadas a las restricciones de desigualdad 2.3 y 2.4, establecen el precio marginal al cual se casará el mercado.

La figura 4-20 muestra lo obtenido después de realizar la casación para las 24 horas del 12 de marzo de 2014 y la tabla 4.16 muestra las unidades de generación que entran en mérito. Se puede ver que el mayor precio de casación fue de 260.000 \$/MWh durante tres

periodos horarios (9, 11 y 18) y el menor precio casado fue de 119.000 \$/MWh en el periodo 24.

Figura 4.20 Variación MCP y demanda para el 12 de marzo de 2014

Es importante recordar que:

- Para todo el estudio se ha considerado la demanda inelástica.
- El despacho se ha realizado de acuerdo con las reglas del mercado colombiano.
- Se ha utilizado la técnica de precio único.
- Se incluyen las restricciones asociadas a los generadores térmicos (precios de arranque y parada, así como las rampas).

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
#Generador	G3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G4	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0
	G5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G6	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
	G7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G17	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	G18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G22	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	0
	G24	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1	0
	G25	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G26	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G27	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G28	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
	G31	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
	G32	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
	G33	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G34	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G35	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G36	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G37	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
	G38	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1
	G39	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G40	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G41	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	G42	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
	G49	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 4.16 Programación horaria de la generación

4.5.3 Paso 2: Análisis del sistema

Esta etapa se divide en dos partes. En la primera, se analiza el sistema en operación normal y se verifica que el despacho cumple con los requerimientos operativos establecidos por el regulador y con las restricciones técnicas que imponen las características propias de los materiales de los que están compuestos las líneas, los

transformadores y otros equipos que conforman el sistema de potencia [86]. En la segunda, se realiza un análisis de faltas del tipo $n-1$ y se clasifican las líneas en cuatro tipos de acuerdo a cómo afecta al sistema eléctrico la pérdida de cada una de las líneas en particular.

A. Análisis del sistema en operación normal.

Se hace necesario realizar un flujo de cargas de alterna en estado normal del programa de generación obtenido para el periodo analizado, de tal forma que se verifique que con el despacho obtenido el sistema se encuentre dentro de los límites de operación. Para esta etapa se ha utilizado el *software Digsilent Power Factory* y se ha verificado que tanto el flujo en las redes y transformadores, como los niveles de tensión en los nudos se encuentran dentro de los parámetros establecidos por el operador en Colombia.

4.5.4 Paso 3: análisis de contingencias.

El objetivo de este apartado es clasificar las líneas de acuerdo a cómo el sistema se ve afectado ante una falta. Utilizando la misma aplicación en Matlab desarrollada para el modelo de la sección 4.4, se clasifican las líneas que componen el sistema colombiano en los tipos 1, 2, 3 y 4 allí descritos. Esta clasificación se realiza mediante dos tipos de análisis: un análisis general de la topología (que clasifica las líneas en los tipos 1 y 2) y un análisis que depende del flujo de potencia esperado para la carga y generación despachada (que clasifica las líneas en los tipos 3 y 4).

B1. Análisis general de la topología

En esta etapa se determinan las líneas de tipo 1 y de tipo 2:

- Líneas de tipo 1. La identificación de estas líneas se hace con la matriz de conexión. Para el caso de colombiano se detectaron 62 líneas tipo 1, que se pueden subdividir en tres tipos (tabla 4.17):

- El tipo 1.1 corresponde a las líneas conectadas a una carga. Su pérdida provoca el aislamiento de esta carga en particular. La tabla 4-17 muestra en total 35 líneas de tipo 1.1 con la carga que resultaría desconectada en caso de faltar la línea.
- El tipo 1.2 corresponde a las líneas conectadas a un generador. Su pérdida provoca la desconexión de este generador en particular. La tabla 4.17 muestra en total 4 líneas de tipo 1.2 con el generador que resultaría desconectado en caso de faltar la línea. Para el análisis seguro, estas líneas no son consideradas, pero de hacerlo condenarían a los generadores asociados a no poder ser despachados en el *despacho seguro*.
- El tipo 1.3 corresponde a las líneas en las que termina un circuito y no asocia ni generador ni carga en su conexión. La tabla 4.17 muestra en total 23 líneas de este tipo.

No.	Línea	Elemento	Tipo	No.	Línea	Elemento	Tipo	No.	Línea	Elemento	Tipo
1	26	C1	1.1	22	415		1.3	43	666		1.3
2	71	C5	1.1	23	426	C52	1.1	44	670		1.3
3	73	C34	1.1	24	429	G27	1.2	45	671	C219	1.1
4	124	C4	1.1	25	453	C64	1.1	46	682		1.3
5	137	G1	1.2	26	455		1.3	47	684	C223	1.1
6	146		1.3	27	459	G2	1.2	48	689	C203	1.1
7	251	C100	1.1	28	479	C168	1.1	49	690	C205	1.1
8	339	C26	1.1	29	482	C93	1.1	50	693		1.3
9	342	C74	1.1	30	485		1.3	51	695		1.3
10	344	C120	1.1	31	492	C143	1.1	52	711	C217	1.1
11	345	C92	1.1	32	501		1.3	53	712	C218	1.1
12	351	C149	1.1	33	512	C126	1.1	54	715	C221	1.1
13	356		1.3	34	513	C128	1.1	55	717	C228	1.1
14	370	C59	1.1	35	520	C160	1.1	56	720	C225	1.1
15	374		1.3	36	554	G41	1.2	57	724		1.3
16	384		1.3	37	578		1.3	58	731		1.3
17	389	C132	1.1	38	587		1.3	59	735		1.3
18	390		1.3	39	622		1.3	60	737	C246	1.1
19	396		1.3	40	650	C187	1.1	61	738	C249	1.1
20	404		1.3	41	656	C234	1.1	62	741	C257	1.1
21	414		1.3	42	659	C215	1.1				

Tabla 4.17 Líneas de tipo 1

- Líneas de tipo 2. La división del sistema en dos partes inconexas como consecuencia de la pérdida de una de estas líneas puede provocar diferentes efectos y, en cualquier caso, lleva a considerar el sistema como la agregación de otros dos independientes. Como se ha indicado anteriormente, la identificación de estas líneas se hace con la estructura de la matriz de admitancias de nudos. Cuando ante el fallo de una línea el determinante de esta matriz es próximo a cero, la línea es del tipo 2. Para el caso colombiano se detectaron 27 líneas de tipo 2.

B2. Análisis del sistema despachado

Para identificar las líneas de los tipos 3 y 4 se han utilizado los métodos descritos en el punto 4.4.3. El número de líneas de tipos 3 y 4 varía en cada uno de los 24 periodos horarios tal como se muestra en la tabla 4-18.

Esta clasificación permite reducir considerablemente el tiempo de análisis para el flujo de cargas óptimo seguro que se utiliza en el re-despacho posterior, ya que el número de escenarios se reduce a aquellos en los que se produce la pérdida de una línea de tipo 4.

	Tipo 3	Tipo 4		Tipo 3	Tipo 4
Hora 1	655	2	Hora 13	654	3
Hora 2	655	2	Hora 14	654	3
Hora 3	655	2	Hora 15	654	3
Hora 4	653	4	Hora 16	654	3
Hora 5	653	4	Hora 17	654	3
Hora 6	653	4	Hora 18	653	4
Hora 7	654	3	Hora 19	651	6
Hora 8	654	3	Hora 20	654	3
Hora 9	654	3	Hora 21	654	3
Hora 10	654	3	Hora 22	654	3
Hora 11	654	3	Hora 23	652	5
Hora 12	654	3	Hora 24	652	5

Tabla 4.18 Líneas de tipo 3 y de tipo 4

4.5.5 Paso 4: Re-despacho seguro.

En la mayoría de los sistemas eléctricos, como en el caso de Colombia, cuando surge algún tipo de restricción, ésta se resuelve mediante un re-despacho, cuya consecuencia inmediata es la modificación del programa de generación de las plantas. Básicamente, el coste asociado a las restricciones es la diferencia entre el despacho ideal y el despacho programado. Como ya se ha mencionado, en las resoluciones de la CREG, a esta diferencia se le conoce como reconciliación y puede ser positiva o negativa. De acuerdo a [18], se definen los costes de reconciliación positiva como los costes asociados a la generación de seguridad que no entró en la casación, y los costes de reconciliación negativa, como los costes asociados a la generación desplazada en el despacho real por generadores fuera de mérito.

Los generadores que entran a participar debido a restricciones y re-despachos en la red reciben una reconciliación económica positiva, excepto los Generadores de Seguridad que suplen la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, de acuerdo a lo establecido en el artículo 2 de la resolución CREG 63 de 2000 [18]. Adicionalmente, un sistema al que se le presenta una restricción debe reorganizar la programación de generación. El hecho de que las restricciones puedan intervenir de forma importante en el cumplimiento de los dos objetivos de un mercado liberalizado, garantizar una operación segura y garantizar un despacho económico [97], ha hecho que se exploren diferentes formas de solucionarlas y que se establezcan políticas para regularlas.

La metodología propuesta en esta tesis afronta las restricciones que se presentan en el sistema utilizando la técnica del re-despacho, que se caracteriza por la transparencia de la metodología entre los participantes del mercado [46][94]. Para su aplicación se utiliza un flujo de cargas óptimo seguro para la programación de la generación, que garantiza un despacho sin violar las restricciones impuestas y muestra dónde se debe fortalecer el sistema, de tal forma que pueda funcionar dentro de un mercado competitivo evitando la segmentación del sistema.

Como en el caso anterior, el modelo descrito se aplica en un bucle considerando el fallo de cada una de las líneas de tipo 4 (las que al faltar han provocado sobrecargas en otras) y teniendo en cuenta el subtipo (4.1 ó 4.2).

La formulación matemática es la que se ha presentado en el apartado 4.4.4

Para ilustrar el análisis del despacho seguro se selecciona la hora 19 (Tabla 4.19), donde se ven dos líneas de tipo 4.2, la 657 y la 658. Estas líneas se comportan como tipo 4.2 en cada uno de los 24 periodos horarios y se caracterizan por que conectan a la carga 259, la mayor del sistema, de ahí que una falta de alguna de las dos líneas del circuito solo pueda solucionarse con racionamiento.

Línea	11	82	123	385	657	658
Tipo	4.1	4.1	4.1	4.1	4.2	4.2

Tabla 4.19 Líneas de tipo 4

Una vez realizado el análisis anterior, se realiza el re-despacho con contingencias considerando tanto la situación normal como las contingencias de las líneas de tipo 4.1. La tabla 4.20 muestra los generadores que resultaron casados tanto en el pre-despacho como en el despacho seguro.

No.	Pdespacho	Dseguro	No.	Pdespacho	Dseguro	No.	Pdespacho	Dseguro
G1	0	0	G19	1	1	G36	1	0
G2	0	0	G20	1	1	G37	0	1
G3	1	1	G21	1	1	G38	1	1
G4	1	1	G22	0	1	G39	1	1
G5	1	0	G23	0	0	G40	1	1
G6	1	1	G24	0	0	G41	1	1
G7	1	1	G25	1	0	G42	0	1
G8	1	1	G26	1	1	G43	0	0
G9	0	0	G27	1	1	G44	0	0
G10	0	0	G28	0	1	G45	0	0
G11	0	0	G29	0	0	G46	0	0
G12	1	1	G30	0	0	G47	1	1
G13	1	1	G31	0	1	G48	0	1
G14	1	1	G32	0	1	G49	1	1
G15	1	1	G33	1	0	G50	0	0
G16	1	1	G34	1	0	G51	0	0
G17	0	0	G35	1	0	G52	0	0
G18	1	1						

Tabla 4.20 Programación de generación

4.5.6 Análisis de resultados

Para ilustrar la aplicación de la metodología descrita se ha utilizado un caso que tiene la máxima demanda en el periodo 19 y la mínima en el periodo 3 (figura 4-19). Un pre-despacho con la técnica de nudo único muestra (figura 4-20):

- En las horas 9, 11 y 18, el MCP se casó al mayor precio marginal, $\lambda = 260.000$ \$/MWh.
- En la hora 24 el MCP se casó al menor precio marginal, $\lambda = 119.000$ \$/MWh.
- En la hora 18 se dio el coste total de generación más alto, \$2.137.061.331.
- En la hora 24 se dio el coste total de generación más bajo, \$651.052.899.

En la etapa de análisis del sistema y selección de contingencias, el análisis de la topología del sistema muestra que el 8,31% de las líneas que lo componen son de tipo 1 y el 3,62% son de tipo 2. Un análisis en estado estable y ante contingencias del tipo $n-1$ en el periodo 19 establece que el sistema está compuesto por un 87,27% de líneas de tipo 3 y el 0,8% restante corresponde a líneas de tipo 4 (repartidas en un 66,7% de tipo 4.1 y un 33,3% de tipo 4.2).

En la etapa de re-despacho con restricciones de seguridad, se consideran solo líneas del tipo 4.1. El precio marginal λ aumenta en 117.000 \$/MWh.

4.6 Modelo de análisis de un mercado competitivo con restricciones: incorporación de generación eólica en el mercado eléctrico colombiano

4.6.1 Introducción

Como se ha mencionado en el apartado 3.3, la generación eléctrica con energía eólica constituye en la actualidad solo el 0,12% de la capacidad nacional de Colombia, con un solo parque en funcionamiento, el de Jepírachi [70]. De acuerdo a [103], “la ausencia de proyectos eólicos responde a la existencia de barreras que impiden o complican la viabilidad de estos proyectos por factores como son, en el caso de La Guajira, la falta de la infraestructura eléctrica necesaria para desalojar la energía producida hacia el interior del país, la complejidad de los procesos de negociación con las comunidades que habitan la región y, en términos generales, la ausencia de un marco normativo y regulatorio que viabilice la participación de este tipo de energía de carácter variable en el mercado eléctrico nacional y que valore el aporte que esta le haría al sistema en términos de complementariedad hídrica”. Se espera que la entrada de la Ley 1715 [104] impulse el uso de fuentes renovables en Colombia en el mercado eléctrico y en las zonas no interconectadas. La figura 4.21, muestra un resumen de los incentivos de la Ley 1715, extraído de [103], para atraer la inversión en este tipo de proyectos.

Figura 4.21 Instrumentos fiscales y de financiamiento ley 2014 [103]

En este apartado se presenta la aplicación de la metodología desarrollada en esta investigación incorporando la entrada de generación eólica y se ilustra su aplicación con el caso real de entrada de 505,5 MW al mercado eléctrico colombiano.

La corporación Autónoma Regional de la Guajira, CORPOGUAJIRA, mediante Resolución No. 03357 [105], otorgó la Licencia Ambiental para la construcción y operación del parque eólico de Jouktai, se espera que entren en el mismo proceso los parques de Carrizal, Casa Eléctrica e Irraipa, la tabla 4.21 especifica los MW proyectados en cada uno de los proyectos.

Generadores	MW _{nom}
Jouktai	31,5
Carrizal	195
Casa Eléctrica	180
Irraipa	99

Tabla 4.21 Generación eólica proyectada

Para estos emplazamientos y utilizando como fuente *MERRA* [106], que utiliza datos de satélites de la *NASA*, y el software WindPro, se han obtenido los datos de vientos. La figura 4.22 muestra el promedio por hora de los datos obtenidos para el 2014.

Figura 4.22 Datos promedios horarios para el año 2014

4.6.2 Estimación de la generación eólica

De acuerdo a [107], en el documento de estudio del impacto ambiental del parque eólico de Jouktai se menciona “Se ha establecido que el parque estará conformado por 21 aerogeneradores de 1,5 MW de capacidad cada uno dispuestos en dos filas”. Para este análisis, se ha supuesto que los cuatro parques proyectados utilizarán aerogeneradores de 1,5 MW. La tabla 4.22 muestra el número de aerogeneradores asociados a cada uno de los parques.

Parque	N. Aerogeneradores
Jouktai	21
Carrizal	130
Casa Eléctrica	120
Irraipa	66

Tabla 4.22 Número de aerogeneradores por parque

La estimación de la producción de energía eléctrica de un parque eólico se ha realizado en tres etapas. En la primera, se procede al registro de las velocidades del viento en el emplazamiento durante un periodo suficientemente representativo y a su posterior análisis para caracterizar el recurso eólico. Partiendo de este, en una segunda etapa, se selecciona una turbina tipo adecuada al recurso disponible. Por último, con las características de dicha turbina y el recurso eólico estimado, se estima la producción de energía eléctrica:

Caracterización del recurso eólico

Las medidas de velocidad de viento aportan información hora a hora de la velocidad promedio del viento en el emplazamiento. La caracterización del recurso eólico puede realizarse a través de variables meteorológicas o de variables estadísticas. El estudio de variables meteorológicas tiene en cuenta la correlación del viento con otros factores climáticos como temperatura y presión atmosférica, lo que conlleva a una formulación de un conjunto de variables extensa. Por otro lado, el estudio de variables estadísticas considera las velocidades registradas como series temporales y permite caracterizar el

viento a partir de herramientas estadísticas (tablas de frecuencia y/o histogramas). Para este estudio, se han utilizado medidas de la velocidad del viento obtenidas en un emplazamiento situado a 71,99 grados oeste y 12 grados norte durante 24 horas para el año del estudio. Se ha realizado un análisis de estadística descriptiva y se han calculado las medidas de tendencia central y de dispersión para el conjunto de datos anuales. En la tabla 4.23 se resumen los datos obtenidos para el año en cuestión.

Velocidad de viento (m/s)	
Media	8,49
Mediana	9,03
Desviación estándar	2,24
Mínimo	0,25
Máximo	13,45
No. de valores	8.760

Tabla 4.23 Análisis de datos eólicos

Cada una de las medidas de la Tabla 4.23 brinda información acerca del viento en el emplazamiento estudiado. Sin embargo, a partir de la media y la desviación estándar se puede construir un modelo preliminar. La mediana representa el valor característico de la velocidad de viento, mientras que la desviación estándar da una medida de la incertidumbre de los datos. En el histograma de la figura 4.23 se puede observar la frecuencia de ocurrencia de las velocidades de viento.

Figura 4.23 Histograma de la velocidad del viento

Selección de turbina

Una vez caracterizado el recurso eólico en el emplazamiento, se clasifica el tipo de turbina utilizando las recomendaciones de la norma IEC 61400-1 [108]. Al caso estudiado le corresponde a una turbina de clase II con una velocidad promedio anual de 8,49 m/s. Para la selección de un modelo concreto de turbina, se puede recurrir a una amplia variedad de fabricantes de aerogeneradores. Los criterios de selección utilizados han sido la seguridad de la turbina, considerando la velocidad de viento máxima, y la maximización de la energía producida. De acuerdo a las especificaciones, en este caso se ha seleccionado el generador Vensys 77, por la amplia envergadura que ofrece, la cual permite alcanzar la potencia nominal con vientos bajos y cumple con la clase de viento y potencia nominal de la turbina. La figura 4.24 muestra el catálogo del fabricante.

	Rated Power (kW)	Wind speed (m/s)	Hub height (meter)	Speed range (rpm)	Wind class (IEC)	Swept area (m ²)
VENSYS 70	1,500	3 - 25	65	11 - 19	IA	3,886
	1,500	3 - 25	65	10,2 - 19	IIA	3,886
	1,500	3 - 25	85	9 - 19	IIA	3,886
VENSYS 77	1,500	3 - 22	61,5	9 - 17,3	IIA	4,637
	1,500	3 - 22	61,5	10 - 17,3	IIIA	4,637
	1,500	3 - 22	85	9 - 17,3	IIA	4,637
	1,500	3 - 22	100	9 - 17,3	IIIA	4,637
VENSYS 82	1,500	3 - 22	70	9 - 17,3	IIIA	5,325
	1,500	3 - 22	75	9 - 17,3	IIIA	5,325
	1,500	3 - 22	85	9 - 17,3	IIIA	5,325
	1,500	3 - 22	100	9 - 17,3	IIIA	5,325
	1,500	3 - 22	100	9 - 17,3	IIIA	5,325
VENSYS 87	1,500	3 - 22	85	9 - 17,3	IIIB	5,890
	1,500	3 - 22	100	9 - 17,3	IIIB	5,890

Figura 4.24 Catálogo del generador Vensys 77

Una vez conocidas las características del modelo concreto de turbina, con la información del recurso eólico se estima la producción de energía eléctrica utilizando un análisis estático a partir de la curva de duración de viento y de la curva de potencia del aerogenerador (figura 4.25). Con herramientas como la disponible en *The Swiss Wind Power Data Website*, se realiza el cálculo de la curva de potencia producida [109].

Figura 4.25 Curva de potencia

La figura 4.26 muestra la generación promedio anual por cada hora para los vientos estimados del año 2014, con una generación promedio anual de 277,3 MW.

Figura 4.26 Generación eólica promedio anual hora

4.6.3 Despacho a nudo único

Con la técnica explicada en el apartado 2.3.1, se realizó la casación del mercado a nudo único, utilizando la demanda que se muestra en la figura 4.19 y con un nuevo escenario de generación, basado en generación térmica (incluyendo características propias de este tipo de generación: rampas y costes asociados al arranque y la parada), generación hidráulica y generación eólica. La información de las generaciones térmicas e hidráulicas consignadas en la tabla 3.4 y la adición del generador No 53 del tipo eólico en la tabla 4.24. Con esta información se realiza el pre-despacho ideal.

Periodo	Generación (MW)	Periodo	Generación (MW)	Periodo	Generación (MW)
1	242,2	9	158,4	17	125,8
2	253,8	10	145,8	18	105,3
3	241,3	11	138,1	19	102,1
4	230,6	12	131,8	20	117,9
5	217,2	13	157	21	145,8
6	199,8	14	193,5	22	180,8
7	183,6	15	182,9	23	194,2
8	168,2	16	157,7	24	184,3

Tabla 4.24 Generación eólica para cada uno de los 24 periodos horarios

La figura 4.27 muestra, que para el día analizado, el mayor valor de casación fue de \$260.000 en la hora 20 y el menor valor de \$118.400 en la hora 24. En promedio el MCP fue de \$196.854,8.

Figura 4.27 Variación MCP y demanda durante la casación

La tabla 4.25 muestra la programación resultante para las 24 horas del día analizado, en esta, se aprecia que de haber estado los parques eólicos proyectados en operación, el 3% de la demanda se hubiese cubierto con generación eólica, el 17% con generación térmica y el 80% con generación hidráulica; en contraste con lo obtenido para un escenario hidro-

térmico descrito en 4.5, donde, el 18% de la participación correspondía a generadores térmicos y el 82% a hidráulicos.

#	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0
5	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
25	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
26	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
27	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
28	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
31	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
32	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
33	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
34	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
38	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
39	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
40	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
41	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
42	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
50	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
53	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 4.25 Programación 24 periodos horarios de la Generación

4.6.4 Análisis del sistema

En esta etapa se utilizó la red colombiana reducida 220-500, la tabla 4.26 muestra las líneas utilizadas. Al igual que en el apartado 4.5.3, en esta etapa se utilizó el *software Digsilent Power Factory*, para verificar que tanto el flujo en las redes y transformadores, como los niveles de tensión en los nudos se encontraran dentro de los parámetros establecidos para la operación en Colombia.

No	DE	A	X (PU)	Smax (PU)	No	DE	A	X (PU)	Smax (PU)	No	DE	A	X (PU)	Smax (PU)
1	110	85	0,2378	3,8219	84	100	101	51,3455	3,6581	167	87	86	4,8692	3,8219
2	110	88	0,2378	3,8219	85	51	52	8,5128	1,1432	168	87	86	11,9424	3,8219
3	81	80	29,6160	3,9629	86	104	99	43,5422	3,6581	169	87	90	11,1457	4,2144
4	81	82	51,7380	3,9629	87	104	99	43,7862	3,6581	170	87	91	30,9268	4,2144
5	89	90	26,1679	4,0391	88	104	95	24,0486	3,6581	171	87	85	0,0478	3,8219
6	89	88	26,4439	3,8105	89	104	97	14,2841	3,6581	172	87	94	10,4843	3,7495
7	15	16	62,7721	3,8105	90	107	16	85,5031	2,6674	173	72	17	12,4160	3,7648
8	15	16	62,7025	3,8105	91	107	16	85,4800	2,6674	174	72	17	12,4160	3,7648
9	26	20	9,8260	2,9608	92	107	88	4,1839	2,6674	175	72	73	28,3179	3,7953
10	26	25	13,6578	3,0675	93	107	8	4,1839	2,6674	176	72	73	28,3179	3,7953
11	26	106	0,1854	4,0010	94	52	56	45,2104	3,0827	177	98	97	28,0238	3,6581
12	26	106	0,1854	4,0010	95	52	53	0,8075	3,4142	178	18	54	32,6124	3,0903
13	71	74	2,0159	5,6739	96	52	7	61,5468	3,0865	179	18	17	48,4580	3,7495
14	71	74	2,1031	5,6739	97	52	7	54,4171	3,0827	180	18	17	48,4580	3,7495
15	13	7	0,0099	16,4978	98	15	60	0,0050	3,7000	181	18	1	15,4876	3,0941
16	13	7	65,1676	16,4978	99	15	60	0,0050	3,7000	182	27	25	11,0780	3,0675
17	13	7	0,0099	16,4978	100	9	51	25,4828	2,2787	183	11	12	80,5531	3,7495
18	13	101	7,6365	5,6739	101	9	8	0,0107	16,4978	184	32	54	4,3351	2,9265
19	13	101	7,5849	5,6739	102	9	8	85,7711	16,4978	185	77	78	41,8937	3,6810
20	75	77	13,8043	4,0048	103	9	8	0,0107	16,4978	186	77	78	41,8290	3,6810
21	75	74	6,9806	4,1916	104	50	49	46,8256	2,2787	187	77	74	20,1187	3,8105
22	62	63	45,8663	3,0484	105	50	49	47,7754	2,2406	188	77	73	38,1049	3,6276
23	62	61	27,1569	3,0484	106	64	65	3,8576	2,8693	189	77	73	38,1049	3,6276
24	21	30	25,0490	2,9608	107	64	65	16,0592	2,8693	190	74	17	47,0666	3,6962
25	21	14	17,8608	2,9608	108	64	65	3,8576	2,8693	191	74	17	47,0253	3,6962
26	21	27	6,9658	3,0675	109	64	65	16,0592	2,8693	192	39	36	22,3412	3,2008

No	DE	A	X (PU)	Smax (PU)	No	DE	A	X (PU)	Smax (PU)	No	DE	A	X (PU)	Smax (PU)
27	21	20	25,9616	2,9608	110	66	65	4,4194	3,2770	193	39	36	21,0252	3,7000
28	21	31	25,5082	3,4866	111	66	59	6,1460	3,1018	194	39	36	21,0252	3,7000
29	21	29	21,4535	3,4866	112	47	46	46,8780	2,4006	195	39	40	11,3189	3,2008
30	68	69	46,9983	3,0865	113	44	46	46,8780	2,4006	196	67	59	82,8432	3,3799
31	68	52	5,8327	3,0827	114	44	49	57,7782	2,2787	197	67	65	61,8636	3,3342
32	28	27	7,8608	3,4866	115	76	16	15,4991	3,0484	198	67	7	0,0100	16,4978
33	28	29	33,3839	3,4866	116	76	73	32,2831	3,0484	199	67	7	82,4887	16,4978
34	80	83	107,4328	3,9629	117	19	22	30,5593	2,9608	200	67	7	0,0100	16,4978
35	80	83	0,0109	3,9629	118	19	25	13,8980	3,0675	201	22	23	26,7180	2,9608
36	80	83	0,0109	3,9629	119	19	22	12,7855	2,9608	202	16	60	37,7296	3,6962
37	80	78	105,6881	3,4104	120	16	92	10,3288	3,9846	203	15	60	18,2427	3,7000
38	80	85	67,4300	3,0484	121	16	60	58,8792	3,6962	204	16	60	37,7296	3,6962
39	80	85	67,4300	3,0484	122	16	60	58,8792	3,6962	205	15	60	18,2427	3,7000
40	69	56	6,2025	3,1894	123	16	73	47,8011	3,4142	206	36	85	11,9050	3,0484
41	69	59	11,5491	3,0865	124	16	103	11,7961	3,7534	207	36	85	44,2714	3,0484
42	38	102	7,5370	3,0484	125	16	103	11,7961	3,7534	208	70	57	2,4609	4,7136
43	38	43	8,9876	3,5400	126	44	39	3,4468	3,2008	209	70	57	2,4609	4,7136
44	10	9	0,0100	16,4978	127	44	39	3,4468	3,2008	210	59	58	53,8869	3,1246
45	10	9	55,7046	16,4978	128	41	36	48,2210	2,4997	211	59	105	37,8006	3,0484
46	10	9	0,0100	16,4978	129	41	36	45,2061	3,7000	212	90	91	24,1986	4,2144
47	38	36	34,6744	2,4006	130	41	36	45,2324	3,2313	213	90	88	13,3652	3,8105
48	38	36	31,4762	3,5400	131	41	36	41,5547	2,4997	214	109	96	16,3072	3,6581
49	102	37	11,6556	2,4006	132	41	2	31,6827	2,4997	215	23	54	49,8096	3,7419
50	42	43	1,4362	2,9989	133	79	77	2,2613	4,2678	216	3		1,4414	7,6037
51	42	43	1,4362	2,9989	134	79	77	2,2613	4,2678	217	3	4	0,0330	16,4978
52	42	37	1,5484	2,9989	135	79	95	3,6680	3,6581	218	31	29	5,3595	3,4866
53	42	37	1,5484	2,9989	136	79	95	3,6776	3,6581	219	3	1	6,3636	16,4978
54	93	94	72,5993	3,7495	137	30	25	39,3170	2,9608	220	3	1	28,7119	16,4978
55	93	103	8,6782	3,7495	138	30	31	1,0076	3,4866	221	3	1	0,0099	16,4978
56	55	54	3,9623	3,3685	139	30	29	4,3234	2,9608	222	7	1	26,8339	21,6506
57	5	54	3,9623	3,3685	140	46	45	45,1602	2,4997	223	7	1	0,0097	21,6506
58	4	5	0,0100	20,6114	141	46	108	40,2054	2,4997	224	17	60	42,1213	3,6886
59	4	5	43,9725	20,6114	142	14	24	7,7923	3,5781	225	17	60	43,8211	3,6886
60	4	5	0,0100	20,6114	143	14	24	6,8478	3,8982	226	36	40	19,0578	2,4006
61	4	5	0,0097	21,6506	144	14	20	25,1808	2,9608	227	36	40	19,0578	2,4006
62	4	5	42,7547	21,6506	145	14	22	18,3550	2,9608	228	36	40	18,9912	3,2008
63	4	5	0,0097	21,6506	146	14	23	10,3261	2,9608	229	36	37	39,7708	2,4006
64	4	3	0,0099	16,4978	147	14	1	17,3478	4,3973	230	61	105	23,5327	3,3075

No	DE	A	X (PU)	Smax (PU)	No	DE	A	X (PU)	Smax (PU)	No	DE	A	X (PU)	Smax (PU)
65	4	3	40,3857	16,4978	148	14	1	17,3598	4,3973	231	85	88	47,3705	3,8219
66	4	3	6,3433	16,4978	149	56	59	14,7911	3,1856	232	85	88	0,0048	3,8219
67	4	54	0,0097	21,6506	150	56	54	77,6521	3,7305	233	85	88	10,9983	3,8219
68	4	54	79,1059	21,6506	151	56	57	72,9888	3,1627	234	60		0,0100	19,0526
69	4	54	0,0097	21,6506	152	56	57	73,5777	3,8143	235	15	60	21,0113	3,7000
70	4	1	0,0330	16,4978	153	56	59	61,8873	3,7610	236	15	60	21,0113	3,7000
71	4	34	43,7848	3,0484	154	99	98	30,1804	5,4871	237	11	1	0,0095	17,3205
72	4	34	43,8025	3,0484	155	99	101	39,1801	4,7631	238	11	1	26,1518	17,3205
73	5	6	0,0100	21,6506	156	99	101	39,1506	3,6581	239	11	1	40,7924	17,3205
74	5	6	61,0717	21,6506	157	99	97	58,1371	3,6581	240	11	1	0,0095	17,3205
75	5	6	0,0100	21,6506	158	92	103	13,0347	3,8105	241	11	12	52,6047	17,3205
76	5	6	0,0098	20,5681	159	24	32	36,4160	2,9265	242	11	12	0,0318	17,3205
77	5	6	60,3199	20,5681	160	83	82	38,8502	2,6293	243	12	94	3,0400	3,7572
78	5	6	0,0098	20,5681	161	83	84	102,9102	4,0125	244	65	58	9,2738	3,2770
79	100	99	11,3088	3,8905	162	83	84	102,9102	4,0125	245	96	97	7,1853	3,6581
80	100	99	11,3337	3,8905	163	83	84	104,4224	4,0468	246	45	2	9,8700	2,4997
81	100	57	56,2513	3,6581	164	83	84	104,4224	4,0468	247	45	108	5,7037	2,4997
82	100	57	56,2513	3,6581	165	60	92	90,5342	3,0484	248	35	34	26,4565	3,0484
83	100	101	51,4396	3,6581	166	60	92	90,5342	3,0484					

Tabla 4.26 Líneas de transmisión 500-220kV

El flujo de cargas simulado, incluyendo la entrada del generador 53, muestra que este nuevo esquema no es factible dentro de los parámetros establecidos para la operación en Colombia, se hace necesario que se incluyan nuevas subestaciones y líneas de transmisión que permitan que el sistema opera bajo las condiciones preestablecidas por el operador.

Debido a esta limitante en esta etapa se analizara a nudo único las bondades de incluir en el mix de generación colombiana la entrada eólica, de tal forma que este estudio permita al operador del servicio establecer la importancia de nuevas inversiones en infraestructura que permita la realización de proyectos eólicos.

4.6.5 Análisis de resultados

Este análisis se realizó al comparar el mix de generación y el MCP mínimo, máximo y promedio en tres escenarios:

- Sistema colombiano actual hidro-térmico.
- Predicción de la generación eólica para un emplazamiento eólico de 505,5 MW.
- Sistema hidro-térmico-eólico con 1000 MW eólicos fijos.

Es importante señalar que los tres casos se analizaron en dos escenarios, el primero tomando como referencia un día típico con 24 periodos horarios y una demanda promedio de 6.974,74 MWh. Y el segundo para un año con una demanda promedio hora de 6.915 MW.

4.6.5.1 Comportamiento del MCP.

La figura 4.28 muestra el comportamiento del MCP para el día seleccionado, la tabla 4.27 muestra el MCP mínimo, máximo y promedio obtenido.

Figura 4.28 Variación MCP para los tres escenarios analizados.

MCP	mínimo	máximo	promedio
Sin viento	119000	260000	206898
Predicción Eólica	118400	260000	196855
1000 MW Eólicos	113000	250000	161270

Tabla 4.27 Variación MCP para los tres escenarios analizados.

La figura 4.29 muestra el comportamiento del MCP promedio hora año seleccionado, la tabla 4.28 muestra el MCP mínimo, máximo y promedio obtenido.

Figura 4.29 Variación MCP para los tres escenarios analizados.

MCP	mínimo	máximo	promedio
Sin viento	206861,0833	479429,625	277655,0486
Predicción Eólica	193921,625	394608,75	255278,9965
1000 MW Eólicos	180860,375	381624,0417	244088,6059

Tabla 4.28 Variación MCP para los tres escenarios analizados.

A pesar que, debido a las restricciones de generación mínima y a las asociadas a las rampas y los arranques de los generadores térmicos, el precio marginal incluyendo los proyectos eólicos resulta mayor en algunos días, en promedio horario durante el año se produce una reducción del precio casado en el mercado, tal como se muestra en la figura 4.29.

4.6.5.2 Comportamiento del mix de generación.

La figura 4.30 muestra cómo se repartió la generación en cada uno de los escenarios para el día seleccionado.

Figura 4.30 Variación del mix de generación para los tres escenarios analizados.

La figura 4.31 muestra cómo se repartió la generación en cada uno de los escenarios para el año seleccionado.

Figura 4.31 Variación del mix de generación para los tres escenarios analizados.

La figura 4.32 muestra la comparación a nudo único del precio marginal que se ha estimado para los 12 meses del año 2014, sin incluir los nuevos proyectos eólicos (color azul) e incluyendo la generación eólica (color salmón). En la mayoría de los casos, el precio marginal incluyendo la generación eólica es menor.

Figura 4.32 Comparación del coste marginal durante el año 2014 sin los nuevos proyectos eólicos (azul) y con ellos (salmón)

La figura 4.33 muestra el comportamiento del precio de casación del mercado en algunos días seleccionados de cada mes en el caso que los parques eólicos proyectados hubiesen estado en operación. El ahorro total para estos días habría sido de 39.895 millones de pesos colombianos.

Figura 4.33 Ganancia comparativa

En conclusión, la entrada de la energía eólica en el mercado aumenta la competitividad de los participantes, reduce el precio de casación y diversifica la matriz energética de la que dispone el país.

5 Conclusiones y trabajos futuros

5.1 Conclusiones

Como resultado de este trabajo de tesis y de la aplicación de los modelos desarrollados se pueden extraer las siguientes conclusiones:

1. El análisis del mercado español ha permitido conocer la influencia de determinados factores en los precios. Se ha podido determinar la influencia en el precio de mercado de la incorporación de energía renovable, ofertada a precio cero.
2. Se han probado diferentes métodos deterministas para analizar las restricciones que pueden presentarse en un mercado eléctrico. El análisis de las mismas con el modelo simplificado descrito en el punto 4.3, muestra que el tratamiento independiente de cada contingencia proporciona resultados incompletos. Esto ha motivado el desarrollo de una metodología que se adapta mejor para el análisis de mercados reales.
3. El modelo desarrollado de selección de contingencias, incorpora técnicas de grafos aplicada al análisis de circuitos (basadas en la matriz de conexión) y permite determinar bajo qué condiciones técnicas funcionará el mercado. El conocimiento por parte de los agentes del mercado de la información obtenida en este análisis hace que las transacciones tengan lugar en un entorno más transparente, eficiente y seguro.
4. La metodología desarrollada para el re-despacho, incorpora un nuevo algoritmo de programación en GAMS, compacto y potente. Esta metodología cumple con los requisitos para su aplicación a un mercado eléctrico real y garantiza un precio transparente con la operación segura del mercado.
5. La metodología tiene como objetivo cumplir con las exigencias de un modelo de mercado en cuanto a seguridad y economía, garantizando la transparencia entre los participantes. Para ello se establecen una serie de pasos para analizar físicamente la topología que conforma un sistema y su comportamiento ante flujos de potencia previamente establecidos, estén estos en régimen normal o ante contingencias de tipo $n-1$.

6. La metodología propuesta evita la entrada posterior a la casación de generadores fuera de mérito, a precio elevado, en caso de contingencia. El operador del mercado debe evaluar si la combinación de los diferentes precios, de la probabilidad de aparición de estas contingencias y de su duración resulta económicamente ventajosa para el conjunto de los participantes en el mercado.
7. Este análisis permite al operador del mercado y al operador del sistema establecer políticas para el fortalecimiento de las debilidades encontradas y para establecer un mercado eléctrico competitivo que garantice equilibrio entre los participantes y permita que otros nuevos puedan analizar su posible entrada con mayor transparencia.
8. La aplicación desarrollada y los casos reales escogidos para el análisis permiten obtener importante información sobre los mismos y este conocimiento permite a los agentes del mercado tener la certeza que las transacciones tienen lugar en un entorno más eficiente y seguro.
9. Se ha cuantificado el impacto económico de la incorporación de la generación eólica en el precio del mercado eléctrico colombiano y las variaciones en el mix ante la entrada de esta generación.

5.2 Aportaciones más relevantes de la tesis doctoral

Se consideran como aportaciones más relevantes de esta tesis doctoral las siguientes, por orden de presentación:

1. Los resultados del análisis del mercado español y en particular de la influencia de la aportación adicional de 1000 MW de energía eólica, descritos en el apartado 4.2.
2. Los algoritmos de análisis de la red a partir de la teoría de grafo con la matriz de conexión descritos en 4.4.
3. El algoritmo de re-despacho utilizando programación en GAMS, para realizar un flujo de cargas óptimo con restricciones de red, que integra tanto las

restricciones de pre-fallo como las de cada una de las contingencias seleccionadas, descrito en 4.4.

4. Los resultados de la aplicación a los mercados reales de República Dominicana y de Colombia, descritos en 4.4 y 4.5.
5. Los resultados del análisis sobre la influencia de la incorporación de la generación eólica en el mercado eléctrico colombiano, descritos en 4.6.

Los resultados más relevantes de la tesis se han publicado como:

1. Artículo en revista indexada en JCR [88]: I. Oliveros, M. López, S. Martínez, E. Jiménez, “Análisis de topología y restricciones de seguridad en mercados eléctricos competitivos: aplicación al sistema eléctrico de República Dominicana”, *Interciencia*, ISSN 0378-1844, Vol. 40, N°. 9, pp. 604-610, Sep. 2015.
2. Artículo en revista no indexada en JCR [71]: I. Oliveros, M. López, “Economic Impact of Renewable Generation on the Cost of Energy Supply”, *Journal of Energy and Power Engineering*, ISSN 1934-8975, Vol. 7, N°. 3, pp. 465-471, Marzo 2013.
3. Ponencia en congreso [17]: I. Oliveros, S. Martínez, M. López, E. Jiménez, “Analysis of competitive electricity markets with constraints”, 4th International Youth Conference on Energy, Siofok (Hungría), Junio 2013.
4. Ponencia en congreso [95]: I. Oliveros, M. López, “Economic Impact of Renewable Generation on the Cost of Energy Supply and on the Adjustment Services”, International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Santiago de Compostela, Marzo 2012.

5.3 Propuesta para futuras investigaciones

Como futuros estudios basados en los resultados de la presente tesis doctoral se sugiere trabajar en los siguientes aspectos:

1. Desarrollar propuestas de mercado seguro en el sistema colombiano, considerado la presencia de generación eólica, incluyendo planes de expansión proyectados.

2. Desarrollar un modelo de mercado seguro que incluya tanto las restricciones en las líneas como en los nudos (despacho de corriente alterna).
3. Desarrollar un modelo estocástico de análisis de restricciones, que contemple la incertidumbre de la generación, para considerar con mayor precisión un *mix* de generación de múltiples tecnologías y simular adecuadamente fuentes no despachables.
4. Elaborar modelos de mercado en el horizonte de inversiones que permitan mejorar las debilidades del sistema.
5. Estudiar modelos de predicción eólica para distintos tipos de emplazamiento.
6. Diseñar propuestas de remuneración de energía no despachable basadas en los resultados del mercado.
7. Desarrollar modelos de gestión de desvíos ante la entrada de generación no despachable para el mercado colombiano.
8. Analizar el papel de los generadores flexibles en la integración de la energía eólica.
9. Desarrollar un modelo matemático que incluye los incentivos fiscales y las medidas de financiamiento, para garantizar la viabilidad económica de la generación eólica.

6 Bibliografía

- [1] J. C. Pérez. "Análisis y evaluación de mercados eléctricos liberalizados a escala internacional". Universidad Pontificia De Comillas. 2002.
- [2] J. Arriaga, M. Abbad y C. Martínez. "Modelos de subastas para mercados eléctricos". Anales De Mecánica y Electricidad. pp. 34-44. 2001.
- [3] L. Vargas, R. Palma and O. Moya. "Mercados eléctricos y bolsas de energía: aspectos críticos para su implementación en Chile". Revista Chilena De Ingeniería. vol. 9. 2001.
- [4] J. Momoh. "Electric Power System Applications of Optimization". Florida: CRC Press. 2009.
- [5] J. J. Grainger, W. D. Stevenson and C. L. Sousa. "Análisis De Sistemas De Potencia". McGraw-Hill. 1996.
- [6] R. Castro, "Desarrollo de un método de análisis de los flujos de cargas en un sistema de energía eléctrica, que permite controlar la obtención de más de una solución: aplicación al estudio del fenómeno de colapso de tensión. Universidad Politécnica de Madrid, ETSII Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales. 2013.
- [7] K. Karoui, L. Platbrood, H. Crisciu and R. A. Waltz. "New large-scale security constrained optimal power flow program using a new interior point algorithm," Electricity Market, 2008. EEM 2008. 5th International Conference on European, pp. 1-6, 2008.
- [8] H. Happ. "Optimal power dispatch-a comprehensive survey". Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions. Vol. 96, pp. 841-854. 1977.
- [9] J. A. Momoh, M. El-Hawary y R. Adapa. "A review of selected optimal power flow literature to 1993. II. Newton, linear programming and interior point methods". Power Systems, IEEE Transactions. Vol. 14, pp. 105-111. 1999.
- [10] P. Linares, A. Ramos, P. Sánchez, A. Sarabia and B. Vitoriano. "Modelos matemáticos de optimización". Universidad Pontificia De Comillas, Escuela Técnica Superior De Ingeniería. España. 2001.
- [11] P. Chamorel and A. Germond. "An efficient constrained power flow technique based on active-reactive decoupling and the use of linear programming". Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions. pp. 158-167. 1982.
- [12] J. J. Shaw. "A direct method for security-constrained unit commitment". Power Systems, IEEE Transactions. Vol. 10, pp. 1329-1342. 1995.
- [13] M. Shahidehpour, F. Tinney and Y. Fu. "Impact of Security on Power Systems Operation". Proc IEEE. Vol. 93, pp. 2013-2025. 2005.

- [14] J. M. L. LEZAMA y A. C. R. MEDINA, "Comparación de métodos de programación matemática aplicados a la solución del problema de flujo de potencia óptimo". Scientia Et Technica. Vol. 15, pp. 29-34. 2009.
- [15] F. B. González, Sistemas De Energía Eléctrica. Editorial Paraninfo. Badajoz. 2004.
- [16] BOE, Boletín oficial de estado, "Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP), P.O.-3.1, P.O.-3.2, P.O. 3.8 y P.O. 3.9, para su adaptación al cambio de la hora de cierre del mercado diario MIBEL a las 12h:00 CET". Vol. 190, pp. 58394-58469. 2013.
- [17] I. Oliveros, S. Martinez, M. López y E. Jimenez. "Analysis of competitive electricity markets with constraints". IYCE 2013. pp. 1-3. 2013.
- [18] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas. "Resolución 063: Por la cual se establecen los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad". Vol. 063. 2000.
- [19] B. Stott, O. Alsac and A. J. Monticelli. "Security analysis and optimization". Proc IEEE. Vol. 75, pp. 1623-1644. 1987.
- [20] Y. Li. "Decision Making Under Uncertainty in Power System using Benders Decomposition". ProQuest. 2008.
- [21] A. J. Wood y B. F. Wollenberg. Power Generation, Operation, and Control. Wiley-Interscience. 2012.
- [22] G. Ejebe y B. Wollenberg. "Automatic contingency selection". Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions. pp. 97-109. 1979.
- [23] T. Mikolinnas y B. Wollenberg. "An advanced contingency selection algorithm". Power Apparatus and Systems. IEEE Transactions. pp. 608-617. 1981.
- [24] T. Halpin, R. Fischl and R. Fink. "Analysis of automatic contingency selection algorithms". Power Apparatus and Systems. IEEE Transactions. pp. 938-945. 1984.
- [25] A. Ekwue, A. Chebbo, M. Bradley and H. Wan. "Experiences of automatic contingency selection algorithms on the NGC system". Power Engineering Review, IEEE. Vol. 18, pp. 53-54. 1998.
- [26] G. K. Stefopoulos, F. Yang, G. J. Cokkinides and A. S. Meliopoulos. "Advanced contingency selection methodology". Power Symposium. Proceedings of the 37th Annual North American. pp. 67-73. 2005.
- [27] B. Stott, O. Alsac y F. Alvarado. "Analytical and computational improvements in performance-index ranking algorithms for networks". International Journal of Electrical Power & Energy Systems. vol. 7, pp. 154-160. 1985.

- [28] R. Chen, J. Gao, O. Malik, S. Wang and N. Xiang. "Automatic contingency analysis and classification". Power System Control and Management, Fourth International Conference. pp. 82-86. 1996.
- [29] V. Brandwajn. "Efficient bounding method for linear contingency analysis". Power Systems, IEEE Transactions. vol. 3, pp. 38-43. 1988.
- [30] J. L. Carpentier, P. J. Di Bono y P. J. Tournebise. "Improved efficient bounding method for DC contingency analysis using reciprocity properties". Power Systems, IEEE Transactions. vol. 9, pp. 76-84. 1994.
- [31] V. Brandwajn y M. Lauby. "Complete bounding method for AC contingency screening". Power Systems, IEEE Transactions. vol. 4, pp. 724-729. 1989.
- [32] A. S. Meliopoulos, C. S. Cheng y F. Xia. "Performance evaluation of static security analysis methods". Power Systems, IEEE Transactions. Vol. 9, pp. 1441-1449. 1994.
- [33] S. Gasim, A. Yousif y Y. Hassan. "Power system contingency analysis to detect network weaknesses". University International Engineering Conference on Design and Innovation in Infrastructure, Amman: ZEC Infrastructure. Vol. 3, pp. 1-11. 2012.
- [34] Y. Tao and A. P. S. Meliopoulos. "Optimal power flow via quadratic power flow". Power Systems Conference and Exposition (PSCE). IEEE/PES, pp. 1-8. 2011.
- [35] J. I. Pérez Díaz. "Modelos de explotación a corto plazo de centrales hidroeléctricas: aplicación a la generación hidroeléctrica con velocidad variable". Departamento de ingeniería civil: hidráulica y energética escuela técnica superior de ingenieros de caminos, canales y puertos 2008.
- [36] N. E. Jose y K. Ramesh, "Survey on Optimal Power Flow under Security Constraints". International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering. Vol. 3. 2013.
- [37] H. Ma y S. M. Shahidehpour. "Unit commitment with transmission security and voltage constraints". Power Systems, IEEE Transactions. Vol. 14, pp. 757-764. 1999.
- [38] R. A. Jabr, A. H. Coonick and B. J. Cory. "A homogeneous linear programming algorithm for the security constrained economic dispatch problem". Power Systems, IEEE Transactions. Vol. 15, pp. 930-936. 2000.
- [39] E. Lobato, L. Rouco, M. Navarrete, R. Casanova, J. G. Castillejo y G. López. "An integrated tool for analysis of power system constraints in the spanish electricity market". Power Engineering Society Summer Meeting. IEEE, pp. 1627-1632. 2000.
- [40] M. Wang, B. Zhang and Y. Deng. "A novel unit commitment method considering various operation constraints". Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE, vol. 3, pp. 1778-1783. 2000.
- [41] P. Yan y A. Sekar. "A new approach to security-constrained optimal power flow analysis". Power Engineering Society Summer Meeting, vol. 3, pp. 1462-1467. 2001.

- [42] E. L. Miguelez, L. R. Rodriguez, T. G. S. Roman, F. M. E. Cerezo, M. I. N. Fernandez, R. C. Lafarga and G. L. Camino. "A practical approach to solve power system constraints with application to the Spanish electricity market". Power Systems, IEEE Transactions. Vol. 19, pp. 2029-2037. 2004.
- [43] G. López Camino, E. Lobato Miguélez, R. Casanova Lafarga, M. I. Navarrete Fernández and L. Rouco Rodríguez. "ARO: Una herramienta para el análisis de restricciones de operación en el mercado español de energía eléctrica". Anales De Mecánica y Electricidad, pp. 50-59. 2001.
- [44] Y. Fu, M. Shahidehpour y Z. Li. "Security-Constrained Unit Commitment With AC Constraints*". Power Systems, IEEE Transactions. Vol. 20, pp. 1538-1550. 2005.
- [45] J. Martinez-Crespo, L. Cuadros and J. Usaola. "An Optimal Approach to Solving Technical Constraints in the Spanish Electricity Market". Universities Power Engineering Conference. Proceedings of the 41st International, vol. 2, pp. 437-441. 2006.
- [46] J. Martínez Crespo. "Resolución de restricciones técnicas en la programación diaria de la generación mediante descomposición de Benders". Universidad Carlos III de Madrid. 2004.
- [47] J. Martinez-Crespo. "Security-constrained optimal generation scheduling in large-scale power systems". IEEE Trans. Power Syst., vol. 21, pp. 321-332. 2006.
- [48] República de Colombia. "LEY 142 de 1994: Servicios Públicos Domiciliarios". Diario Oficial no. 41.433 De 11 De Julio De 1994. Vol. 142. 1994.
- [49] República de Colombia, "Ley 143 de 1994: Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética". Diario Oficial no. 41.434, de 12 de Julio de 1994, vol. 143. 1994.
- [50] H. Salazar, L. Zuluaga-Lopez y R. A. Leon, "Transmission expansion and pricing in Colombia: An appraisal of current practices", Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE, pp. 1-7, 2009.
- [51] J. Momoh y L. Mili. "Economic market design and planning for electric power system". Wiley. 2004.
- [52] BOE, Boletín oficial de estado. "Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico". BOE-A-1997-25340, vol. 28. 1997.
- [53] OMIE, Operador del Mercado Ibérico. <http://www.omie.es>, 2015.
- [54] REE, Red Eléctrica de España. "Operación del sistema: procedimientos de operación del sistema eléctrico peninsular y no peninsular", <http://www.ree.es/es/actividades/operación-del-sistema/procedimientos-de-operación>. 2014.
- [55] BOE, Boletín oficial de estado. "Ley 24 de 2013 del sector eléctrico". 2013.

- [56] BOE, Boletín oficial de estado. "Real decreto 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial". 2007.
- [57] UPM, Universidad Politécnica de Madrid. "Energía y sociedad". 2015.
- [58] BOE, Boletín oficial de estado. "Resolución de 27 de enero de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica". 2014.
- [59] OC, Organismo Coordinador del sistema eléctrico nacional Interconectado. "Organismo Coordinador del sistema eléctrico nacional Interconectado de República Dominicana". 2015.
- [60] M. A. D. Garabitos, R. I. N. Taveras and P. Rodilla. "Revisión de Conceptos sobre la Remuneración de Potencia Firme de las Centrales Térmicas en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana y Propuesta de Adecuación". 2013.
- [61] XM S.A.E.S.P. Los expertos en mercados. www.xm.com.co. 2015.
- [62] UPME, unidad de planeación minero energética. "Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2014-2028". Ministerio de Minas y Energía, Bogotá, Resolución 40029. 2015.
- [63] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas. "Resolución 055 de 1994 por la cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional". 1994.
- [64] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas. "Resolución 131 de 1998: por la cual se modifica la Resolución CREG-199 de 1997 y se dictan disposiciones adicionales sobre el mercado competitivo de energía eléctrica". Resolución 131. 1998.
- [65] E. R. Larsen, I. Dyner, L. Bedoya V y C. J. Franco. "Lessons from deregulation in Colombia: successes, failures and the way ahead". Energy Policy, vol. 32, pp. 1767-1780. 2004.
- [66] CREG, "Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)". www.creg.gov.co. 2015.
- [67] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas. "Resolución 51: Por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el despacho ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado de Energía Mayorista". 2009.
- [68] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas. "Resolución 024 de 1995: por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional". 1995.
- [69] E. Cadavid Mazo, "Seguimiento a las restricciones del mercado eléctrico colombiano". XM. 2008.
- [70] UPME, Unidad de Planeación Minero Energética. "Unidad de Planeación Minero Energética". www.upme.gov.co. 2015.
- [71] I. O. Pantoja and M. L. Toledo. "Economic Impact of Renewable Generation on the Cost of Energy Supply". Journal of Energy and Power Engineering, vol. 7, pp. 465. 2013.

- [72] A. C. Josa. "La situación del sistema eléctrico español". Planificación Energética Sostenible Para La Generación Eléctrica, Colección avance de ingeniería, Universidad Pontificia de comillas, pp. 29-36. 2012.
- [73] REE, Red Eléctrica de España. "Informes del Sistema Eléctrico de 1995 a 2009". 2011.
- [74] REE, Red Eléctrica de España. "El sistema eléctrico español-Avance del informe 2010". 2010.
- [75] BOE, Boletín oficial de estado. "Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica". 2001.
- [76] BOE, Boletín oficial de estado. "Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003". 2002.
- [77] BOE, Boletín oficial de estado. "Real Decreto 1802//2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004". 2003.
- [78] BOE, Boletín oficial de estado. "Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005". 2004.
- [79] BOE, Boletín oficial de estado. "Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006". 2005.
- [80] BOE, Boletín oficial de estado. "Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007". 2006.
- [81] BOE, Boletín oficial de estado. "ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008". 2007.
- [82] BOE, Boletín oficial de estado. "ORDEN ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009". 2008.
- [83] BOE, Boletín oficial de estado. "Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial". 2009.
- [84] BOE, Boletín oficial de estado. "Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico". 2004.
- [85] REE, Red Eléctrica de España. "Avance Del Informe Del Sistema Eléctrico Español En, 2015". <http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/informe-anual/> avance-del-informe-del-sistema-electrico-espanol-2015. 2015
- [86] J. Contel Cravino. "Análisis de los Mecanismos de Asignación de la Capacidad de Interconexión para las Interconexiones del Sistema Eléctrico Español". Universidad Pontificia Comillas. Madrid-España. 2004.

- [87] Z. Yan, N. Xiang, B. Zhang, S. Wang and T. Chung. "A hybrid decoupled approach to optimal power flow," *Power Systems, IEEE Transactions*, vol. 11, pp. 947-954. 1996.
- [88] I. O. Pantoja, M. L. Toledo, S. M. González and E. J. Matos. "Análisis de topología y restricciones de seguridad en mercados eléctricos competitivos: aplicación al sistema eléctrico de república dominicana". *Interciencia*, vol. 40, pp. 604-610. 2015.
- [89] R. A. A. Rueda. "Análisis de la criticidad de los sistemas de distribución como parte fundamental en la prestación del servicio eléctrico". *Interciencia*, vol. 38, pp. 535-541. 2013.
- [90] S. R. Kim and A. Horn. "Regulation Policies Concerning Natural Monopolies in Developing and Transition Economies". 1999.
- [91] B. Balmat and A. DiCaprio. "The PJM energy market (US)". *Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia Pacific. IEEE/PES*, 2002, pp. 1479-1481 vol.2. 2002
- [92] A. S. Siddiqui, E. S. Bartholomew, C. Marnay and S. S. Oren. "Efficiency of the New York independent system operator market for transmission congestion contracts". *Managerial Finance*, vol. 31, pp. 1-45. 2005.
- [93] W. Nicholson. *Teoría Microeconómica: Principios Básicos y Ampliaciones*. Editorial Paraninfo. 2004.
- [94] E. Lobato. "Gestión centralizada de restricciones técnicas en mercados de energía eléctrica: aplicación al caso español". Tesis: Universidad Pontificia Comillas. Madrid. 2002.
- [95] I. Oliveros and M. López. *Economic Impact of Renewable Generation on the Cost of Energy Supply*. California, USA: David Publishing. 2013.
- [96] CNE, Comisión Nacional de Energía. "Ley General de Electricidad". [Http://www.Cne.Gov.do](http://www.Cne.Gov.do). 2012.
- [97] M. Shahidehpour, H. Yamin and Z. Li. "Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management". John Wiley & Sons, Inc.. 2002.
- [98] S. A. Martínez Cadena. "Determinación de Índices de Penetración Eólica en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de República Dominicana". Universidad Pontificia Comillas. Madrid. 2013.
- [99] J. M. Mantilla González, C. A. Duque Daza and C. H. Galeano Urueña, "Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico colombiano". *Revista Facultad De Ingeniería*, pp. 97-110. 2014.
- [100] L. F. Flórez Gallo, "Calculo de la reserva rodante en el despacho programado". Universidad Tecnológica de Pereira. Colombia. 2008.
- [101] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas. "Resolución 23 de 2005: por la cual se expiden disposiciones regulatorias aplicables a los enlaces internacionales, que complementan lo dispuesto en la Resolución CREG 025 de 1995". 2005.
- [102] XM. "Análisis área caribe 2012 a 2018". Medellín. 2012.

- [103] UPME, Unidad de Planeación Minero Energética. "Integración De Las Energías Renovables no Convencionales En Colombia". Bogotá: La Imprenta Editores S.A.. 2015.
- [104] UPME, unidad de planeación minero energética. "Ley 1715 del 13 de mayo de 2014: por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional". 2014.
- [105] AEE. "Eólica 2015". Asociación Empresarial Eólica. Anuario. http://www.aeeolica.org/uploads/AEE__ANUARIO_2015_web.pdf. 2015.
- [106] M. Bosilovich, S. Schubert, M. Rienecker, R. Todling, M. Suarez, J. Bacmeister, R. Gelaro, G. Kim, I. Stajner and J. Chen. "NASA's modern era retrospective-analysis for research and applications (MERRA)". 2006.
- [107] ISAGEN, generación y comercialización de energía, "ISAGEN S.A. E.S.P". 2015.
- [108] I. S. IEC, "International Standard 61400-1 Wind turbine generator system part 1: safety requirements". 2005.
- [109] E. Swiss, "The Swiss Wind Power Data Website,". <http://wind-data.ch/tools/powercalc.php>