



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

DESARROLLO DE METODOLOGÍA OPTIMA DE PROGRAMACIÓN DIARIA DE MERCADOS BÁSICO Y COMPLEMENTARIO

MARCOS ANDRÉS DUNAY OSSES

Memoria para optar al título de
Ingeniero Civil de Industrias, con Mención en Electricidad

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK V.D.W.

Santiago de Chile, 2001



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA
Departamento de Ingeniería Eléctrica

DESARROLLO DE METODOLOGÍA OPTIMA DE PROGRAMACIÓN DIARIA DE MERCADOS BÁSICO Y COMPLEMENTARIO

MARCOS ANDRÉS DUNAY OSSES

Memoria presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK V.D.W.

CELSO GONZALEZ G.

JAIME MISRAJI C.

Para completar las exigencias del título de
Ingeniero Civil de Industrias, con Mención en Electricidad

Santiago de Chile, 2001

A mis Padres, amigos y compañeros,
los que contribuyeron de diversa
forma durante el desarrollo de esta
memoria.

AGRADECIMIENTOS

Especiales agradecimientos a todas aquellas personas que de alguna manera han contribuido a la realización de este trabajo.

No puedo dejar de agradecer a mis profesores Hugh Rudnick, Celso González y Jaime Misraji que con su disposición y conocimiento han guiado este desarrollo, del mismo modo agradezco a mis padres, compañeros y amigos que han sido un gran apoyo durante todo este tiempo.

Agradezco al departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile por todas las facilidades otorgadas, finalmente doy las gracias a CONICYT a través del proyecto Fondecyt.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
INDICE DE TABLAS.....	vii
INDICE DE FIGURAS	ix
RESUMEN	xiii
ABSTRACT	xiv
I INTRODUCCIÓN	1
II DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	3
2.1 Beneficios de la desregulación	3
2.2 Definición de Servicios Complementarios.....	4
2.3 Servicios Complementarios considerados.....	4
2.4 Manejo de Reservas Sincronizadas	6
2.5 Incorporación de la red de transmisión.....	7
III DESCRIPCIÓN DE MODELOS ESTUDIADOS.....	9
3.1 Modelo de California.....	9
3.1.1 Operador del Mercado (PX).....	9
3.1.2 Servicios Complementarios	11
3.1.3 Operador Independiente del Sistema (OSIS)	11
3.1.4 Costos de Oportunidad en los Servicios Complementarios	12
3.1.5 La subasta de reservas	13
3.2 Modelos alternativos	16
3.2.1 Heurísticas.....	17
3.2.2 Comparación del resultado obtenido por las distintas heurísticas ...	20
3.3 Modelo para el Predespacho de Unidades Mediante Simulación de Competencia [1]	21

3.3.2	Formulación de ofertas por parte de Generadores.....	22
3.3.3	Estimación del precio de equilibrio por el Operador del Mercado ..	23
3.4	Modelo Integrado para la Optimización Simultánea de los Mercados Básicos de Energía y de Servicios Complementarios [2]	25
3.4.1	Problema Individual de los Oferentes	26
3.4.2	Determinación del Precio de Equilibrio por el OM	28
IV	DESCRIPCIÓN DEL MODELO DESARROLLADO.....	30
4.1	Puntos Destacados de cada Modelo y que se Consideran en la Formulación de un Nuevo Modelo de Optimización.	30
4.2	Desarrollo de un Nuevo Modelo	32
4.2.1	Reglas de operación del mercado.....	32
4.2.2	Generadores.....	33
4.2.3	Operador de Mercado (O.M.).....	40
4.2.4	Heurística Utilizada Para el Cambio de Precios	45
4.2.5	Operador Independiente del Sistema (OSIS)	47
4.2.6	Esquema de Operación del Modelo	48
V	APLICACIÓN DEL MODELO PROPUESTO.....	51
5.1	Subasta para el Mercado Básico de Energía.....	51
5.2	Subasta para el Mercado Básico de Energía y un SC	57
5.3	Subasta para el Mercado Básico y la consideración de dos SC's.....	68
5.4	Subasta para el Mercado Básico de Energía y la Consideración de tres SC80	
5.5	Subasta para el Mercado Básico Energía y todos los SC's incluidos en la Programación.....	93
5.6	Comparación de Costos de los Distintos Escenarios.....	109
VI	CONCLUSIONES	111
	BIBLIOGRAFIA	114
	A N E X O S.....	115
	Anexo A : MANUAL DEL USUARIO.....	116
	Anexo B : ESTIMACION DE PRECIOS INICIALES	146

Anexo C : DATOS Y características DE LA SIMULACION 148

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 3.1: Característica de Generadores	15
Tabla 3.2: Resultado de la subasta de reservas	16
Tabla 3.3: Características de los generadores	18
Tabla 3.4: Despacho producto de la aplicación de la Heurística N°1	18
Tabla 3.5: Despacho producto de la aplicación de la Heurística N°2	19
Tabla 3.6: Despacho corregido de la aplicación de la Heurística N°2	19
Tabla 3.7: Despacho producto de la aplicación de la Heurística N°3	20
Tabla 3.8: Costos producto del desarrollo de las distintas Heurísticas	21
Tabla 5.1.1: Error porcentual entre oferta y demanda en iteración N°12	53
Tabla 5.1.2: Error porcentual entre oferta y demanda en iteración N°24	54
Tabla 5.2.1: Error entre oferta y demanda en el Mercado Básico	62
Tabla 5.2.2: Error en el Mercado de Reserva Sincronizada Primaria	63
Tabla 5.2.3: Error porcentual entre oferta y demanda en Mercado Básico	67
Tabla 5.2.4: Error porcentual en oferta y demanda de Reserva Sincronizada	68
Tabla 5.3.1: Error porcentual entre oferta y demanda en Mercado Básico	70
Tabla 5.3.2: Error porcentual entre oferta y demanda en Mercado de SC's	71
Tabla 5.3.3: Error porcentual entre oferta y demanda en Mercado Básico	79
Tabla 5.3.4: Error porcentual entre oferta y demanda en Mercado de SC's	80

<u>Tabla 5.4.1:</u>	<u>Error entre oferta y demanda en Mercado Básico</u>	81
<u>Tabla 5.4.2:</u>	<u>Error entre curvas de oferta y demanda en Mercado Básico</u>	83
<u>Tabla 5.4.4:</u>	<u>Error entre oferta y demanda en Mercado Básico</u>	88
<u>Tabla 5.4.5:</u>	<u>Error entre oferta y demanda en Mercados de SC's</u>	89
<u>Tabla 5.5.1:</u>	<u>Error entre curvas de oferta y demanda en Mercado Básico</u>	96
<u>Tabla 5.5.2:</u>	<u>Error entre oferta y demanda en Mercados de SC's</u>	97
<u>Tabla 5.5.3:</u>	<u>Error entre curvas de oferta y demanda en Mercado Básico</u>	104
<u>Tabla 5.5.4:</u>	<u>Error entre oferta y demanda en Mercados de SC's</u>	105
<u>Tabla C.1:</u>	<u>Características técnicas de generadores considerados en la modelación</u> 149	
<u>Tabla C.2:</u>	<u>Demandas de energía para cada mercado</u>	150
<u>Tabla C.3:</u>	<u>Factores de probabilidad asociados a cada SC</u>	151

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1:	Tratamiento de SC's asociados a Reservas Sincronizadas	7
Figura 2.2:	Ejemplo de transmisión	8
Figura 3.1:	Equilibrio para la transacción de energía	10
Figura 3.2:	Diagrama de un sistema con 5 generadores	18
Figura 3.3:	Determinación del precio en curva precio-cantidad	24
Figura 4.1:	Esquema explicativo del uso de Programación Dinámica	38
Figura 4.2:	Diagrama de bloque de la ejecución del programa	50
Figura 5.1.1:	Primera iteración en el proceso de convergencia	52
Figura 5.1.2:	Iteración N°12 en el proceso de convergencia	52
Figura 5.1.3:	Iteración N° 24 en el proceso de convergencia	53
Figura 5.1.4:	Evolución del precio	55
Figura 5.1.5:	Precios finales para el Mercado Básico	56
Figura 5.1.6:	Evolución del error porcentual entre Oferta y Demanda	57
Figura 5.2.1:	Primera iteración en el proceso de convergencia	58
Figura 5.2.2:	Iteración N°12 en el proceso de convergencia	59
Figura 5.2.3:	Iteración N°24 en el proceso de convergencia	60
Figura 5.2.4:	Evolución de precios para el Mercado Básico	61
Figura 5.2.5:	Evolución de precios para el mercado de Reserva Sincronizada	
Primaria	62	

<u>Figura 5.2.6:</u>	<u>Violación de restricciones de transmisión</u>	63
<u>Figura 5.2.7:</u>	<u>Iteración N°12 luego de la corrección de flujos</u>	64
<u>Figura 5.2.8:</u>	<u>Evolución de precios en el Despacho Real</u>	65
<u>Figura 5.2.9:</u>	<u>Precios finales en M. Básico(amarillo) y de R. S. Primaria(azul)</u>	66
<u>Figura 5.2.10:</u>	<u>Evolución del error en Mercado Básico para el despacho real</u>	67
<u>Figura 5.3.1:</u>	<u>Curvas de oferta y demanda realizadas 12 iteraciones</u>	69
<u>Figura 5.3.2:</u>	<u>Curvas de oferta y demanda realizadas 24 iteraciones</u>	70
<u>Figura 5.3.3:</u>	<u>Evolución del precio en Mercado Básico por hora</u>	72
<u>Figura 5.3.4:</u>	<u>Evolución del precio en Mercado de R. Sincronizada Primaria</u>	73
<u>Figura 5.3.5:</u>	<u>Evolución del precio en Mercado de R. Sincronizada Secundaria</u>	74
<u>Figura 5.3.6:</u>	<u>Violación de límites de transmisión</u>	75
<u>Figura 5.3.7:</u>	<u>Iteración 18 al resolver el despacho real del sistema</u>	76
<u>Figura 5.3.8:</u>	<u>Evolución del precio en Mercado Básico</u>	77
<u>Figura 5.3.9:</u>	<u>Evolución de precios en SC's despejando el despacho real</u>	78
<u>Figura 5.3.10:</u>	<u>Precios finales en Mercados Básico de R.S.Primaria y R.S.Secundaria</u>	79
<u>Figura 5.4.1:</u>	<u>Iteración N°12 en el proceso de convergencia</u>	82
<u>Figura 5.4.2:</u>	<u>Iteración N° 24 en el proceso de convergencia</u>	83
<u>Figura 5.4.3:</u>	<u>Evolución de precios en Mercado Básico</u>	85
<u>Figura 5.4.4:</u>	<u>Evolución de precios en Mercado de R. Sincronizada Terciaria</u>	86
<u>Figura 5.4.5:</u>	<u>Violación en límites de transmisión</u>	87

<u>Figura 5.4.6:</u>	<u>Resultado final del proceso de convergencia</u>	88
<u>Figura 5.4.7:</u>	<u>Evolución de precios en Mercado Básico</u>	90
<u>Figura 5.4.8:</u>	<u>Evolución de precios en Reservas Sincronizadas Primaria (superior) y Secundaria (inferior)</u>	91
<u>Figura 5.4.9:</u>	<u>Evolución de precios en Reservas Sincronizada Terciaria</u>	92
<u>Figura 5.4.10:</u>	<u>Precios finales en Mercado Básico, de Reserva Sincronizada Primaria, Secundaria y terciaria</u>	93
<u>Figura 5.5.1:</u>	<u>Iteración N°12 en el proceso de convergencia</u>	94
<u>Figura 5.5.2:</u>	<u>Iteración 24 en el proceso de convergencia para despacho ideal</u>	95
<u>Figura 5.5.3:</u>	<u>Evolución del precio en Mercado Básico</u>	98
<u>Figura 5.5.4:</u>	<u>Evolución en precios de Reservas Sincronizadas Primaria (superior) y Secundaria (inferior)</u>	99
<u>Figura 5.5.5:</u>	<u>Evolución de precios en Reservas Sincronizada Terciaria (superior) y no Sincronizada (inferior)</u>	100
<u>Figura 5.5.6:</u>	<u>Violación de restricciones en la transmisión</u>	102
<u>Figura 5.5.7:</u>	<u>Iteración 24 en el proceso de convergencia para despacho real</u>	103
<u>Figura 5.5.8:</u>	<u>Evolución de precios en Mercado Básico</u>	106
<u>Figura 5.5.9:</u>	<u>Evolución en precios de Reservas Sincronizadas Primaria (superior) y Secundaria (inferior)</u>	107
<u>Figura 5.5.10:</u>	<u>Evolución de precios en Reservas Sincronizada Terciaria (superior) y no Sincronizada (inferior)</u>	108
<u>Figura 5.6.1:</u>	<u>Costos de operación bajo los distintos escenarios</u>	109
<u>Figura A.1:</u>	<u>Diagrama de bloque de la operación del modelo</u>	117

Figura A.2:	Programación dinámica hacia delante	131
Figura B.2:	Precio inicial de equilibrio	147

RESUMEN

Con el Propósito de aumentar la eficiencia técnica y económica del sector se ha planteado un modelo de mercado competitivo, es decir, por medio de subastas competitivas son abastecidas las demandas tanto para el Mercado Básico de energía como también para los Mercados de Servicios Complementarios, estos últimos destinados a garantizar la seguridad del sistema ante contingencias en la operación, correspondiendo principalmente a Reservas Sincronizadas y no Sincronizadas, las que se relacionan directamente con el control de frecuencia del sistema.

El modelo propuesto en este desarrollo enfrenta la problemática tanto de los oferentes (Generadores), como también del Operador de Mercado encargado de llevar a cabo el proceso de subastas. Se considera además un tercer participante, el Operador Independiente del Sistema cuya labor es la de garantizar la operación real del sistema (despacho real), debido a la necesidad de considerar la existencia de la red de transmisión en el modelo.

Una de las principales ventajas del modelo propuesto es que permite despejar simultáneamente el Mercado Básico de energía y los Mercados de Servicios Complementarios. Otra de las ventajas que se puede destacar de este tipo de modelación es que permite simular el proceso de subasta de ambos mercados (Básico y de Servicios Complementarios), para un período de operación del sistema de 24 horas que considere desde cuatro a ningún Servicio Complementario.

En el modelo de subastas propuesto, los precios de la energía tanto en el Mercado Básico como en el Mercado de Servicios Complementarios son calculados por el Operador de Mercado para la totalidad de las horas del período, correspondiendo a las unidades generadoras presentar sus ofertas como bloques de energía destinados a abastecer cada una de las demandas en cada hora del período. Este tipo de subasta resuelve el problema presente en otros modelos que plantean ofertas en forma de curvas precio-cantidad, este tipo de ofertas si bien es bueno para obtener el precio que despeja un mercado, dificulta el planteamiento de ofertas simultáneas debido a la fuerte dependencia entre productos sustitutos (energía), siendo las curvas (precio-cantidad) dependientes para cada producto a considerar.

ABSTRACT

In order to increase the economical and technical efficiency of the sector, I have stated a competitive-market model. That means that the demands for the energy Basic Market and for the Ancillary Services Markets are supplied by competitive auctions; the Ancillary Services Markets are appointed to guarantee the security of the system in front of contingencies in the operation, mainly of Synchronized and Non-Synchronized Reserves, which are in direct relation with the control of the system's frequency.

The proposed model faces in this development the problem of the offerers (Generators) and also of the Market Operator, the person responsible of carrying out the auction process. A third participant is also considered because of the need of considering the existence of the transmission net in the model, which is the System Independent Operator, whose work consists in guarantee the real operation of the system (real dispatch).

One of the main advantages of the proposed model is that allows us to solve simultaneously the energy Basic Market and the Ancillary Services Markets. Another advantage of this type of model is that allows us to simulate the auction process of both Markets (Basic and Ancillary Services) for a system operation period of 24 hours that considers from four to none Ancillary Services.

In the proposed auction model, the energy prices in both, the Basic Market and the Ancillary Services Markets are calculated by the Market Operator for the totality of hours of the period, and the generating units should present their offers as energy blocks designated to supply each one of the demands in each hour of the period. This kind of auction solves the problem shown in other models that state offers in the shape of price-quantity curves, but however this type of offer is good for obtaining the market's equilibrium price, it impedes the statement of simultaneous offers due to the strong dependency between substitute products (energy), being the curves (price-quantity) dependant for each product in consideration.

I INTRODUCCIÓN

En el mundo existen diversos modelos destinados a organizar el sector eléctrico, es decir, los Mercados Eléctricos (ME). Varían de país en país según su estructura de organización y las reglas de operación de este. De esta manera puede que la estructura de estos ME sea parecida, sin embargo, la operatoria difiere sustancialmente de uno a otro.

Uno de los primeros países en crear un Mercado competitivo en Generación fue Chile (1982). Siendo el sector privado el encargado de desarrollar las actividades de Generación, Transmisión y Distribución, correspondiendo al estado la misión de regular, garantizando el cumplimiento de las obligaciones impuestas por la ley, reglamentos y normas.

La reorganización del sector eléctrico se ha llevado a cabo en diversos países, buscando en lo medular aumentar la eficiencia técnica y económica del sector, ya sea mediante intervención estatal, privada o mixta. Esta reorganización se ha traducido en el desarrollo de nuevos y diversos modelos de ME en el mundo.

La reorganización que se ha producido durante los últimos años en los distintos ME, tiende a aumentar la eficiencia del sistema por medio de la incorporación de Servicios Complementarios (SC), garantizando márgenes adecuados de seguridad, lo que nos lleva a concluir que si bien Chile fue pionero en la reestructuración de los Mercados Eléctricos, se ha quedado atrás y aún no ha enfrentado este tema con la suficiente profundidad, no existiendo un consenso general acerca de cómo enfrentar el problema, ni de la estructura más adecuada para su implementación, estos hechos han motivado la realización del siguiente trabajo.

El trabajo realizado tiene como objetivo principal el planteamiento de un modelo de ME, basado en el desarrollo de un modelo de optimización que permita la incorporación de SC's. Para observar los alcances de este modelo se ha desarrollado un programa computacional que permita su simulación. El modelo propuesto en este desarrollo plantea una forma de resolver el predespacho diario de unidades considerando competencia tanto para abastecer la demanda de energía (Mercados Básico) como la demanda de SC's (Mercado de SC's).

Para su realización se analizaron diversos modelos de mercado que se han implementado, en los cuales se busca aumentar la eficiencia técnica-económica mediante la minimización de costos operacionales y de seguridad, estos últimos a través de un mercado de SC's. En base a estos modelos se pudo desarrollar un modelo propio, que por medio de un programa de optimización logra simular el despacho de unidades para un período de operación del sistema de 24 horas, en el cual tanto el Mercado Básico como el de los SC's se optimizan simultáneamente. En una segunda etapa, se incorporó al modelo las restricciones impuestas por la existencia de una red de transmisión.

Una de las principales características de este modelo de optimización es que considera que un Mercado de SC's compite directamente con el Mercado Básico por a la energía destinada a abastecer sus respectivas demandas, es decir, considera el hecho que la cantidad de energía destinada a abastecer la demanda para el Mercado Básico tiene estrecha relación con la energía disponible para abastecer la demanda de SC's. Esta es la principal razón para considerar necesaria una optimización simultánea de ambos mercados.

Como alcances de este trabajo se comparan los resultados obtenidos de simular este programa, considerando o no la incorporación de SC's como también de la red de transmisión, de este modo se puede observar cual es el efecto en los costos al incorporar márgenes de seguridad y restricciones en la transmisión.

II DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Como se ha mencionado el objetivo de este trabajo es lograr la implementación de un modelo de Mercado, que por medio de un programa logre la obtención de un despacho óptimo de unidades en un período de 24 horas. El modelo a implementar se basa en diversos modelos de mercado desarrollados o propuestos, que destacan la importancia de la desregulación por medio de la incorporación de competencia en las transacciones tanto en un Mercado Básico como en un mercado de SC's.

Un modelo de mercado que resuelva el problema del despacho de unidades, que considere la operación segura del sistema durante el siguiente período de 24 horas, requiere la modelación de las unidades generadoras pertenecientes al sistema y de los organismos encargados de establecer el equilibrio de mercado bajo las condiciones de seguridad ya mencionadas.

En la elaboración de este modelo se consideran varias restricciones técnicas de la operación de las unidades generadoras: El mínimo tiempo que la unidad debe operar antes de volver a ser detenida, el tiempo mínimo que la unidad debe permanecer detenida antes de volver a operar, y la rampa incremental de generación propia de cada unidad generadora, es decir, la razón entre el aumento de generación y el tiempo (MW/seg.). Además se consideran los costos de partida y los costos operacionales.

Una vez obtenido el despacho uninodal (despacho ideal) de las unidades generadoras, será necesario ver la factibilidad de la solución obtenida respecto de las restricciones que impone la red de transmisión. Finalmente se propone una metodología que resuelve este problema considerando la existencia de tales restricciones de transmisión.

2.1 Beneficios de la desregulación

Como se ha mencionado el siguiente trabajo considera un Mercado Básico de energía y un mercado de SC's, este último de suma importancia para alcanzar económicamente la operación segura del sistema.

La desregulación en el sector promueve la eficiencia de los participantes, entrega nuevas vías para satisfacer las necesidades de los consumidores y permite un mejor balance entre precios, costos y el valor de un determinado servicio.

En un mercado competitivo el precio de cada SC refleja costos de oportunidad, de operación y las variaciones de demanda para tales servicios durante el período de simulación.

2.2 Definición de Servicios Complementarios

Los SC's son considerados como aquellas funciones realizadas por equipos y personas que generan, controlan, transmiten electricidad y que sirven para dar soporte a los servicios básicos de generación y suministro de energía y potencia, manteniendo una operación confiable del sistema en condiciones aceptables de calidad y seguridad. El mercado de los SC's administra y gestiona los factores técnicos y humanos que hacen viable la entrega de suministro eléctrico en tales condiciones de calidad y seguridad.

2.3 Servicios Complementarios considerados

El modelo de mercado propuesto considera la existencia de cuatro SC's, los que se diferencian en su tiempo de respuesta, es decir, en el tiempo máximo exigido para estar disponibles, y si se encuentra sincronizada o no la unidad generadora que lo provee. Los SC's considerados se encuentran relacionados con la reserva activa del sistema por lo que tienen un fuerte impacto sobre la frecuencia del mismo. A continuación se describe cada uno de los SC's considerados en este trabajo.

a) SC de Reserva Sincronizada Primaria de MW

Corresponde a la regulación provista por un generador que se encuentra en operación, y que pueda responder rápidamente ante variaciones intempestivas de la demanda. Para efectos prácticos puede asimilarse a la Regulación Primaria de Frecuencia. Como ejemplo podemos mencionar que en el sistema eléctrico de los Países Nórdicos este servicio debe ser provisto en un tiempo no mayor a 30 segundo

después de ser requerido, debiendo mantenerse durante el período de tiempo que se requiera.

En las simulaciones del modelo desarrollado en este trabajo, se asume un nivel de demanda horaria para este tipo de reserva igual al 3% de la demanda horaria de energía necesaria para abastecer el Mercado Básico.

b) SC de Reserva Sincronizada Secundaria de MW

Corresponde a la reserva sincronizada, provista por generadores que se encuentran en operación, pudiendo incrementar inmediatamente su generación como respuesta a una contingencia mayor, siendo un requerimiento para la entrega de este servicio que pueda ser provisto dentro de un tiempo de respuesta especificado previamente, para efectos prácticos corresponde a lo que se suele entender como Regulación Secundaria de Frecuencia. Como ejemplo podemos mencionar que en el sistema eléctrico de los Países Nórdicos se exige que este servicio este totalmente disponible en un tiempo no mayor a 15 minutos después de ser requerido, debiendo mantenerse durante por lo menos 4 horas.

En las simulaciones del modelo desarrollado en este trabajo, se asume un nivel de demanda horaria para este tipo de reserva igual al 4% de la demanda horaria de energía necesaria para abastecer el Mercado Básico.

c) SC de Reserva Sincronizada Terciaria de MW

Su definición es idéntica a la de los SC's de Reserva Sincronizada Secundaria sólo que el tiempo de respuesta exigido para su entrega es mayor. Para efectos prácticos podría entenderse como una Regulación Secundaria de Frecuencia, donde el tiempo en que debe estar disponible es mayor. Como ejemplo podemos mencionar el Sistema Eléctrico del Reino Unido que exige un tiempo de hasta 30 minutos para la entrega de la Regulación Secundaria de Frecuencia.

En las simulaciones del modelo desarrollado en este trabajo, se asume un nivel de demanda horaria para este tipo de reserva igual al 5% de la demanda horaria de energía necesaria para abastecer el Mercado Básico.

d) SC de Reserva no Sincronizada de MW

Corresponde a la reserva provista por las unidades que no se encuentran sincronizada al sistema, pudiendo encontrarse o no detenida en su operación. Su aporte como respuesta ante una contingencia debe producirse dentro de un período especificado previamente. Como ejemplo podemos mencionar que en el Sistema Eléctrico de California, el tiempo exigido para la entrega de este servicio es el mismo que se exige para la provisión de la Reserva Sincronizada, en nuestro caso corresponderá al tiempo exigido para la provisión de SC de Reserva Sincronizada Terciaria, es decir, 30 minutos.

En las simulaciones del modelo desarrollado en este trabajo, se asume un nivel de demanda horaria para este tipo de reserva igual al 5% de la demanda horaria de energía necesaria para abastecer el Mercado Básico.

2.4 Manejo de Reservas Sincronizadas

Para el caso de las reservas sincronizadas, existe la posibilidad que una reserva sincronizada con un tiempo de respuesta menor, pueda ser utilizada para suplir parte o la totalidad de la demanda requerida de reservas con tiempos de respuesta mayor. De este modo la falta de ofertas de Reserva Sincronizada Secundaria puede ser suplida también por una mayor oferta de Reserva Sincronizada Primaria, del mismo modo la falta de ofertas para proveer Reserva Sincronizada Terciaria puede ser suplida también por una mayor oferta de Reserva Sincronizada Primaria o Reserva Sincronizada Secundaria. A continuación (Figura 2.1) se presenta un esquema explicativo de cómo pueden intercambiarse las ofertas de las distintas reservas sincronizadas.

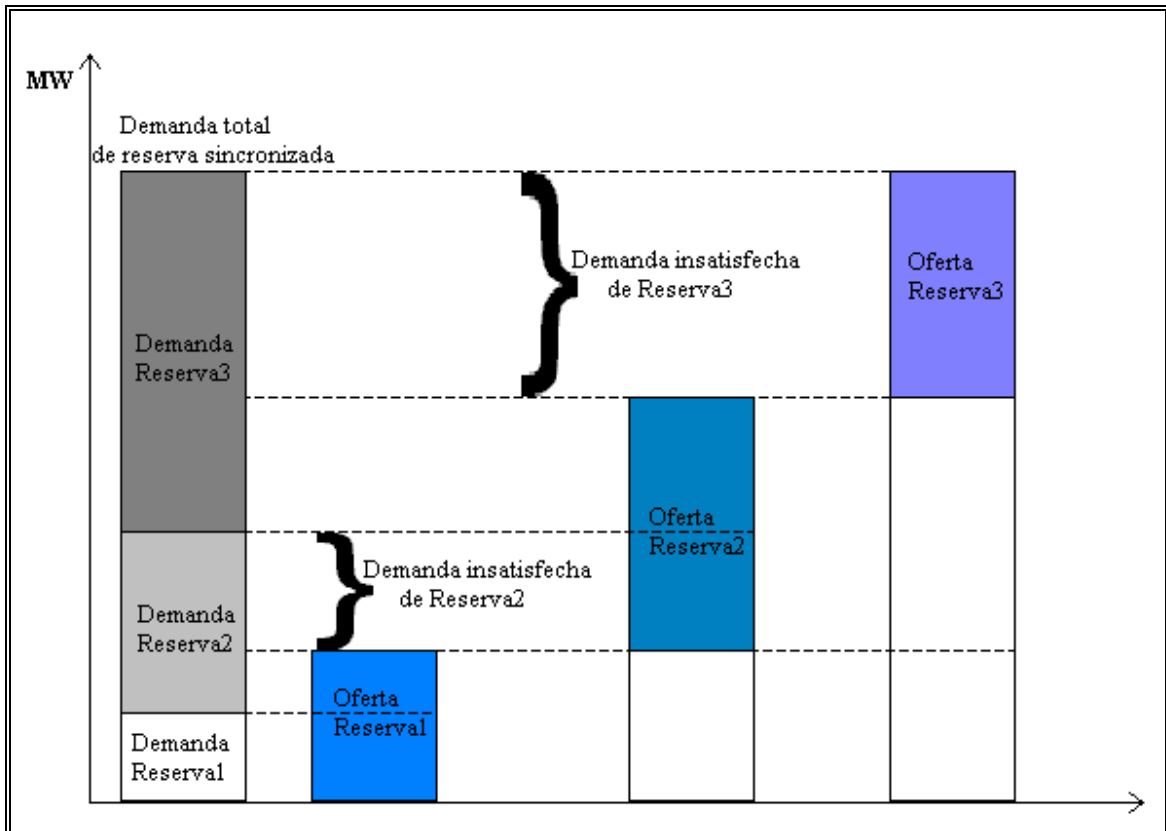


Figura 2.1: Tratamiento de SC's asociados a Reservas Sincronizadas

2.5 Incorporación de la red de transmisión

La existencia de líneas de transmisión con capacidades máximas (Figura 2.2) agrega nuevas restricciones al problema ya descrito.

En un comienzo el programa resuelve el problema que se ha planteado en forma uninodal (despacho ideal). Como las unidades generadoras se encuentran ubicadas en distintos puntos de la red, su generación deberá ser suministrada a través de las distintas líneas hasta los puntos de consumo, pudiendo producirse la violación de restricciones de flujo máximo por algunas líneas. Ante este problema se plantea una metodología que permite resolver el problema original (despacho ideal) sin que se violen las restricciones de transmisión existentes. La base fundamental para el desarrollo de esta metodología es el cálculo mediante un análisis DC de los flujos por

las distintas líneas del sistema, ajustando los aportes de las unidades que transgreden las restricciones hasta cumplirlas.

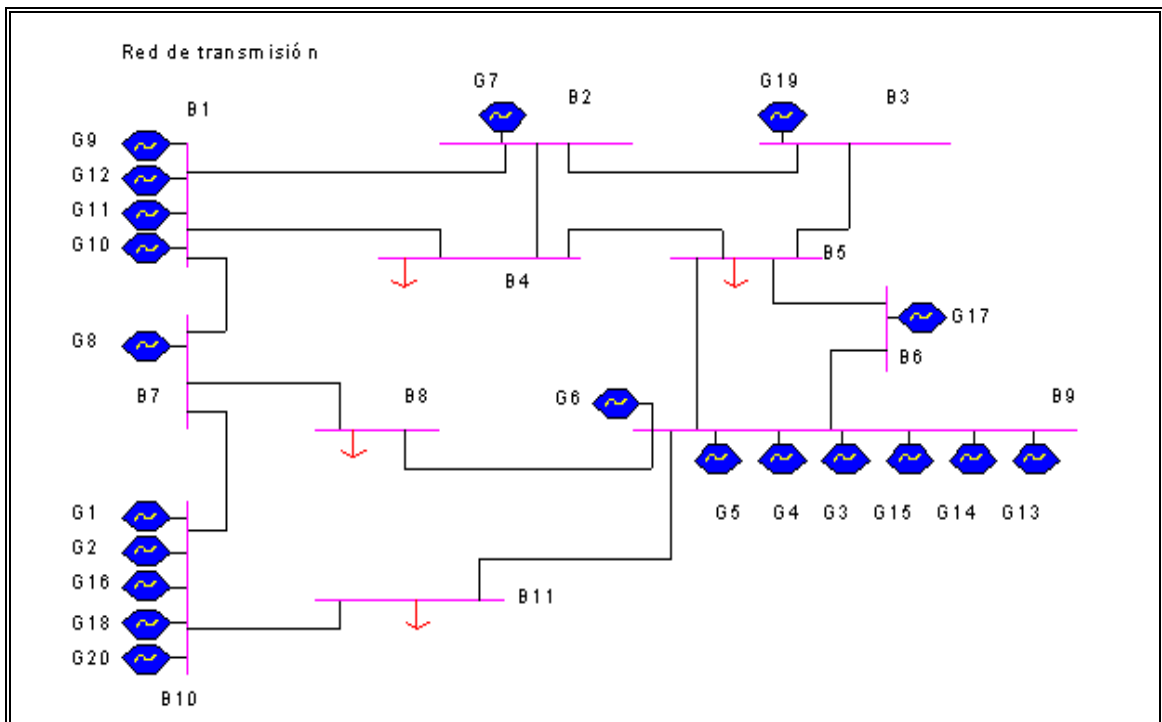


Figura 2.2: Ejemplo de transmisión

III DESCRIPCIÓN DE MODELOS ESTUDIADOS

La siguiente sección analiza la operatoria de optimización que existe en algunos ME o que son planteados en otros trabajos de investigación, los cuales sirven de base para el modelo propuesto y desarrollado en este trabajo.

Antes de comenzar se debe aclarar que a lo largo del siguiente trabajo se mencionan principalmente transacciones de energía, las que se producen entre los oferentes y los comercializadores de los distintos mercados, para tal efecto se asume una potencia constante en la unidad generadora que realiza tales ofertas.

3.1 Modelo de California

Se analizará la estructura básica que se utiliza en el mercado de California para la obtención de un despacho diario en base a competencia tanto en el Mercado Básico como de SC's. La forma en que se transa la energía en este mercado es por medio de ofertas de tipo curvas precio-cantidad que son realizadas por los generadores, el modelo de optimización en este mercado se basa en la correcta decisión sobre el manejo para tales ofertas, despejando primeramente el Mercado Básico y posteriormente resolviendo el Mercado de los SC's.

La estructura del mercado de California se basa principalmente en la existencia de un Operador Independiente del Sistema (OSIS) y un Operador de Mercado o Power Exchange (PX). A continuación se realizará una descripción conceptual del rol que cumple cada uno de ellos.

3.1.1 Operador del Mercado (PX)

El PX recibe de los generadores curvas que representan la energía que pueden ofertar en función de los precios asignados a ella, estas curvas pueden variar de hora a hora dentro del período considerado para el despacho (24 horas). Las que son monótonamente crecientes con el precio. Por otro lado el PX recibe curvas de carga para cada hora, las que son monótonamente decrecientes en función del precio. El PX procede a construir una oferta agregada con todas las curvas de los generadores y una demanda agregada con todas las curvas de carga recibidas,

encontrando de esta forma el punto en que tales curvas se intersectan para cada una de las horas del período. De este modo se obtiene el precio que despeja el mercado para cada hora (ver Figura 3.1) que representa el equilibrio entre oferta y demanda.

Este modelo de subasta realizado por el PX no reconoce las restricciones intertemporales propias de la operación de los generadores, hecho por el cual se deben realizar iteraciones en este modelo de subasta para ayudar a los oferentes a satisfacer sus restricciones operacionales. La forma en que se realizan las iteraciones es la siguiente: una vez obtenidas las ofertas tanto de generadores como de los consumidores el PX determina la operación de las unidades para cada una de las 24 horas, sin embargo; en la decisión tomada por el PX respecto de la operación de las unidades no se han considerado las restricciones operacionales de estas, hecho por el cual los generadores pueden realizar modificar sobre las ofertas anteriormente realizadas; este proceso debe repetirse hasta lograr un equilibrio entre oferta y demanda, en conjunto con las restricciones de operación.

La acción del PX no necesariamente minimiza los costos de transacción pero si las facilita al descubrir un precio al que los participantes están dispuestos a transar.

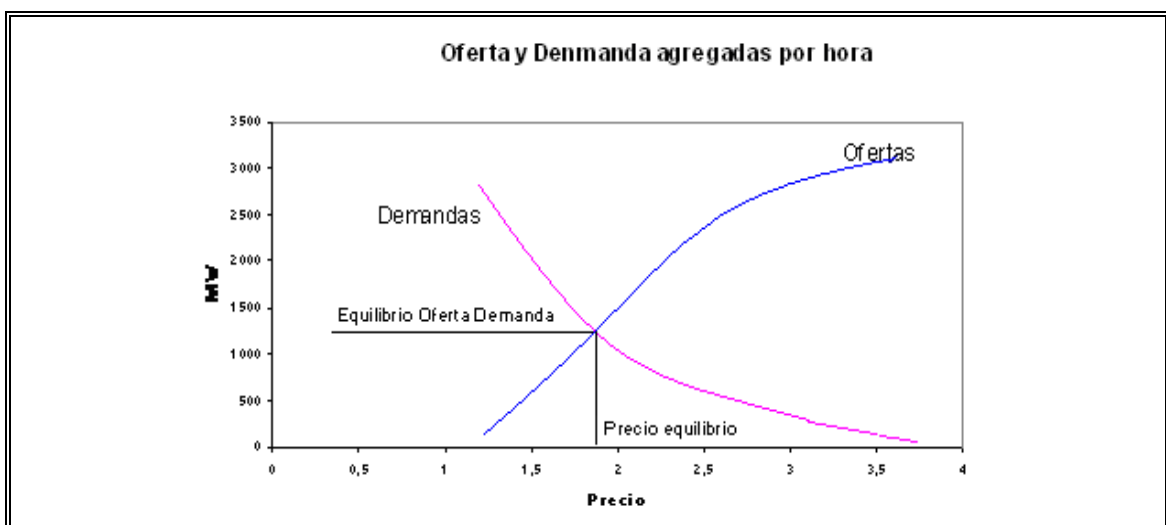


Figura 3.1: Equilibrio para la transacción de energía

3.1.2 Servicios Complementarios

Una vez logrado el equilibrio en el Mercado Básico, se procede a realizar subastas para despejar el Mercado de los SC's, este proceso es realizado por el OSIS quien determina los montos requeridos de cada SC. Además las transacciones destinadas a despejar el Mercado de los SC's se realizan a partir de la energía que no fue transada en la subasta destinada a despejar el Mercado Básico.

Los SC's que entran en subasta y que se consideran en esta modelación son los de Control Automático de Generación, Reservas en Giro, Reserva no Sincronizada y Reserva de Reemplazo. La definición que el mercado de California hace de los SC's es la siguiente: el Control Automático de Generación es aquel SC necesario para ajustar de energía que el sistema requiere ante variaciones del consumo y que son difícilmente predecibles; la Reserva en Giro corresponde a aquel SC destinado a proveer dentro de 10 minutos la energía que el sistema necesita ante la existencia de una contingencia mayor, y es provista por un generador que se encuentra sincronizado a la red; la Reserva no Sincronizada corresponde a aquel SC destinado a proveer dentro de 10 minutos la energía que el sistema necesita ante la existencia de una contingencia mayor, es provista por un generador que no se encuentra sincronizado; la Reserva de Reemplazo corresponde a aquel SC destinado a proveer la falta reserva que se origina en el sistema ante la existencia de una contingencia, permitiendo al OSIS recuperar las reservas de operación despachadas producto de esta contingencia, es provista por unidades que no se encuentran necesariamente en línea y que pueden entrar a operar dentro de 60 minutos.

3.1.3 Operador Independiente del Sistema (OSIS)

La subasta que garantiza la seguridad del sistema mediante la consideración de SC's, es realizada por el OSIS una vez terminada la subasta realizada por el PX para despejar el Mercado Básico de Energía. Al respecto, hasta hace un año aproximadamente esta subasta de SC's se realizaba de acuerdo a una secuencia establecida, primero se realizaba la subasta para la entrega del servicio de Control Automático de Generación, luego para la entrega de Reserva Sincronizada, siguiendo con la Reserva no Sincronizada y finalmente la Reserva de Reemplazo. Actualmente esto ha cambiado y la subasta de estos cuatro SC's se realiza en forma

simultánea. Otros SC's como partida autónoma y soporte de potencia reactiva son en lo esencial provistos en base a contratos de largo plazo.

El OSIS define los montos que el sistema requiere de cada uno de los SC's, además realiza el manejo de la congestión del sistema, ayudando a mantener la confiabilidad de la red de transmisión.

El OSIS actúa además como intermediario en las transacciones de energía pero no comprándola o vendiéndola él mismo, más bien, el mercado le permite hacer ajustes en la entrega del suministro en respuesta a los cambios del consumo.

3.1.4 Costos de Oportunidad en los Servicios Complementarios

Al no considerar en forma simultánea las transacciones para un Mercado Básico de energía y un Mercado de SC's tiene implicancias en la optimización global, por tratarse de mercados en los que se transan productos sustitutos, es decir, una mayor oferta de energía para abastecer la demanda del Mercado Básico puede tener impacto en una menor oferta para abastecer la demanda en el Mercado de los SC's, y viceversa. De esto se deduce que al realizar subastas separadas para ambos mercados se puede incurrir en especulaciones sobre la disponibilidad de reservas, lo que finalmente distorsionaría la llegada al óptimo global del sistema.

Existen costos asociados a la entrega de los SC's, los que se pueden separar en costos de oportunidad de proveer reserva y los costos en que realmente incurre el generador al proveer reserva. Para clarificar el concepto de costo de oportunidad se presenta el siguiente ejemplo en que se considera una sola reserva.

a) Escenario 1:

Supóngase una demanda de energía para cierta hora de 400 MW y requerimientos de reserva por 200 MW. Para proveer esta demanda se poseen dos unidades, A y B de 300 MW cada una, con costos marginales de 4 \$/kWh y 5 \$/kWh respectivamente. Si no existen restricciones relativas al tiempo de respuesta de las unidades, el despacho óptimo será con la unidad A generando a 300MW y la unidad

B entregando los 100MW restantes. Debiendo la unidad B proveer los 200MW de reserva que necesita el sistema por ser esta la unidad marginal.

b) Escenario 2:

Consideremos ahora la existencia de la restricción impuesta por la rampa incremental de generación como limitante de las unidades para la entrega de reserva en un tiempo especificado. Supongamos ambas unidades se encuentran limitadas a un incremento máximo de generación de 10MW/min (100MW en 10 minutos), en este caso ambas unidades deben proveer la reserva y operar generando 200MW cada una. Por ser la unidad A inframarginal, esta incurre en un costo de oportunidad por dejar de generar 100MW en el mercado básico para disponerlos como reserva.

De este ejemplo se deduce que los generadores están dispuestos a participar en un mercado de subasta de SC's, de modo de recibir un pago por la capacidad de reserva que disponen para el sistema.

3.1.5 La subasta de reservas

Antes de especificar la forma en que se realiza la subasta de reservas, es conveniente describir dos conceptos fundamentales; el primero se refiere, como ya se mencionó, a los pagos por capacidad para proveer determinado SC, y el segundo al pago por el uso de este SC [3].

a) Pago por capacidad

Este pago se justifica ya que los proveedores deben realizar inversiones en instalaciones, e incurrir en otros sobrecostos para que los servicios contratados se encuentren disponibles en condiciones técnicamente aceptables para la seguridad del sistema. Reflejando además el costo de oportunidad que para el un generador significa disponer de capacidad de reserva respecto de transarla en el Mercado Básico.

b) Pago por uso

Este pago se aplica si el proveedor debe incurrir en gastos de operación significativos cuando un SC ofertado es llamado a entregar el monto contratado, ante la ocurrencia de un determinado evento.

En la estructura del mercado de California, en la subasta de SC's cada oferente debe realizar su oferta mediante la entrega de un precio PRi (\$/MW) por capacidad del servicio, y un precio PEi (\$/MWh) por uso de la energía ofertada para tal servicio en caso de ser requerida. De esta forma se busca un pago por capacidad de reserva, como medio de reflejar los costos de oportunidad de los oferentes, y además se recibe un pago por el uso de la energía en caso de ser requerida su entrega en tiempo real.

Existe una importante diferencia entre las subastas realizadas por el PX y el OSIS. En la subasta realizada por el PX existe un gran número de participantes, compradores y vendedores, por otro lado los SC's son de responsabilidad del OSIS quien actúa como único comprador en la subasta, y por tratarse de un agente común para todos los participantes del mercado, compra reservas en base a una fórmula definida buscando minimizar los costos y evitar retenciones estratégicas en la demanda de SC's.

Para el OSIS la subasta de reservas puede expresarse como el siguiente problema de minimización.

$$\begin{aligned}
 \min \quad & \sum (P_{Ri} + x * P_{Ei}) * Q_i \\
 \text{s.a.} \quad & \sum Q_i \geq Q_{req} \\
 & Q_i \leq Q_i^{max}
 \end{aligned} \tag{1}$$

Donde Qi es la cantidad de reserva ofertada por el generador i, PRi y PEi son respectivamente los precios por capacidad y uso de la energía ofertada para reserva por el generador i, Qreq es la cantidad de reserva requerida que debe ser provista, y Qmax representa la máxima capacidad de reserva que cierto generador puede ofertar al estar limitado por su rampa incremental de generación. Para estimar

el costo de incluir reservas en el sistema, el OSIS no debe considerar sólo ofertas por capacidad o sólo ofertas por uso de energía, es por esta razón que el OSIS debe estimar la probabilidad que cierta reserva sea utilizada en tiempo real, en la ecuación N°1 el parámetro “x” corresponde a este factor de probabilidad. Para asegurar transparencia en las subastas, este factor (x) debe ser fijado con anterioridad al comienzo de estas.

Como la subasta sobre el Mercado Básico es realizada con anterioridad por el PX, las ofertas para el Mercado de los SC’s son realizadas a partir de la capacidad no despachada al despejar el Mercado Básico de energía. A continuación se presenta un ejemplo en el cual se observan distintas evaluaciones sobre un proceso de subasta que considera la existencia de una reserva sincronizada, tres unidades generadoras (Tabla 3.1), y tres valores distintos para el factor de probabilidad x.

Tabla 3.1: Característica de Generadores

Unidad	PRi (\$/MW)	PEi (\$/MWh)	Rampa Incremental (MW/min)	Capacidad (MW) no despachada
1	4	35	10	120
2	5	22	10	100
3	12	20	10	100

Supóngase que el OSIS debe procurar la entrega de 180 MW de reserva sincronizada. Dependiendo del valor asignado al factor de probabilidad x, los resultados de la subasta pueden ser muy distintos. Los resultados del proceso de subasta realizado por el OSIS para diferentes valores de x son presentados en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Resultado de la subasta de reservas

x	MW seleccionados por unidad		
	Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3
0,0	100	80	0
0,5	80	100	0
1,0	0	100	80

Este análisis supone que los generadores pueden presentar sus ofertas sobre la energía disponible para reserva al costo real, y que las ofertas por capacidad de reserva pueden reflejar su respectivo costo de oportunidad, esta aseveración asume que el mercado de los SC's es tan competitivo como el Mercado Básico de energía.

3.2 Modelos alternativos

Una gran volatilidad se ha observado en el mercado de la Energía y de los SC's, es así como en el mercado de California el resultados de un mercado transparente se ha traducido en la fijación de precios demasiado elevados para todos los SC's durante ciertas horas, en Julio de 1998 el precio para la reserva sincronizada superó los \$200/MW, y el 13 de Julio el valor para la reserva de remplazo se fijo durante 5 horas en \$9999/MW, razón por la cual el 14 de Julio del mismo año se fijo un precio máximo de \$500/MW para todos los SC's. Desde esta imposición, este precio límite ha sido alcanzado por algunos SC's mientras que el precio promedio para la energía en el Mercado Básico ha sido menor a \$75/MWh.

La experiencia vivida en California, motivó el planteamiento de otros modelos que mejoran el manejo para las transacciones de SC's, un primer paso fue el desarrollo de una optimización simultánea y no secuencial al despejar el Mercado de los SC's en California.

El siguiente punto corresponde al desarrollo de una serie de heurísticas [4] donde se presenta el impacto de considerar transacciones simultáneas para los Mercados Básico de energía y de SC.

3.2.1 Heurísticas

Al igual que en el mercado de California se plantea la existencia de un OSIS cuyo objetivo es el de abastecer el suministro básico de energía y los requerimientos de SC respetando las restricciones de transmisión. Debido a que los Mercados Básico y de SC se encuentran estrechamente ligados se propone el despeje de ambos mercados en forma conjunta, los principales problemas que surgen son cómo coordinar las transacciones de ambos mercados, o cómo redistribuir los SC's si el sistema se encuentra congestionado.

A continuación se presentan tres heurísticas que tratan este problema, las dos primeras consideran un tratamiento por separado de los mercados Básico de Energía y de SC's mientras que la tercera heurística combina ambos mercados y considera los impactos por congestión sobre el mercado de los SC's.

a) Heurística N° 1:

El objetivo de esta heurística es el de minimizar los costos de producción para proveer la energía demandada por el Mercado Básico, procurando no violar las restricciones por capacidad de líneas y asignar la provisión de reserva que el sistema necesita. Para lograr esto el procedimiento a seguir según esta heurística es el siguiente.

La demanda para el Mercado Básico, será abastecida por medio de la generación proveniente del funcionamiento de las unidades con menor costo, siendo las unidades más costosas utilizadas para abastecer la demanda de reserva sincronizada. En caso de existir sobrecargada en alguna línea se despachan unidades más costosas pero que no inyecten potencia a la línea sobrecargada.

A continuación se presenta un ejemplo ilustrativo con 5 unidades y una línea de transmisión (Figura 3.2) existiendo consumos de 220 MW y 140 MW en las barras 1 y 2 respectivamente, y una demanda de reserva sincronizada de 60 MW, el flujo máximo por la línea de transmisión está limitado a 75 MW, las características de las unidades consideradas en este ejemplo se presentan en la Tabla 3.3. El

resultado final luego de aplicar la heurística N°1 sobre el ejemplo antes mencionado se puede apreciar en la Tabla 3.4.

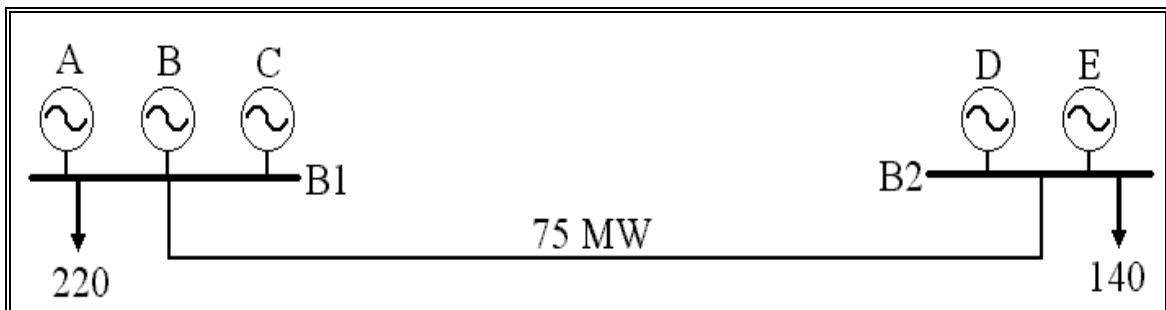


Figura 3.2: Diagrama de un sistema con 5 generadores

Tabla 3.3: Características de los generadores

Características	Unidad A	Unidad B	Unidad C	Unidad D	Unidad E
Capacidad (MW)	110	120	130	140	150
Costo (\$/MWh)	5	4	3	2	1
Generación Min.	10	15	20	40	50
Capacidad reserva	22	24	26	28	30
Barra pertenencia	1	1	1	2	2

Tabla 3.4: Despacho producto de la aplicación de la Heurística N°1

Heurística N°1	Unidad A	Unidad B	Unidad C	Unidad D	Unidad E	Flujo por la Línea
Despacho (MW)	0	41	104	65	150	75
Reserva en giro (MW)	0	24	26	10	0	

Como se puede ver, en el desarrollo de estos ejemplos no se considera el impacto de la posible utilización de las líneas para proveer reserva ni el precio a que esta se transa, más bien, estos ejemplos dan principal importancia al costo por abastecer el Mercado Básico de Energía.

b) Heurística N°2:

El objetivo de esta heurística es el de minimizar los costos de producción para proveer la energía demandada por el Mercado Básico, procurando no violar las restricciones por capacidad de líneas y asignar la provisión de reserva que el sistema necesita. Para lograr esto el procedimiento a seguir según esta heurística será el siguiente.

Se procede a abastecer la demanda de energía para el Mercado Básico por medio de las unidades con menor costo, abasteciendo la demanda de reserva sincronizada con la capacidad remanente de estas unidades, si no existe suficiente oferta de reserva para abastecer su demanda el OSIS podrá aceptar más ofertas provenientes del despacho de unidades más costosas. Aplicando esta heurística al mismo ejemplo planteado para la Heurística N°1 se obtiene un nuevo despacho (Tabla 3.5).

Tabla 3.5: Despacho producto de la aplicación de la Heurística N°2

Heurística N°2	Unidad A	Unidad B	Unidad C	Unidad D	Unidad E	Flujo por la Línea
Despacho (MW)	0	15	130	65	150	75
Reserva en giro (MW)	0	24	0	28	0	

Como se puede apreciar en la Tabla 3.5 la oferta de reserva sólo es de 52 MW, por lo tanto será necesario incluir nuevas ofertas por medio del despacho de la Unidad A, la que entra operando a su capacidad mínima. El resultado de este nuevo despacho se presenta en la Tabla 3.6

Tabla 3.6: Despacho corregido de la aplicación de la Heurística N°2

Heurística N°2	Unidad A	Unidad B	Unidad C	Unidad D	Unidad E	Flujo por la Línea
Despacho (MW)	10	15	120	65	150	75
Reserva en giro (MW)	22	24	10	28	0	

c) Heurística N°3

El objetivo de esta heurística es el de minimizar los costos de transar energía para el Mercado Básico, considerando simultáneamente la provisión de reserva y procurando no violar las restricciones por capacidad de líneas. Para lograr esto, el procedimiento a seguir según esta heurística será el siguiente.

Se optimizan simultáneamente los mercados de reserva y energía, obteniendo la reserva de las unidades potenciales que minimicen el costo total del sistema. El resultado de la aplicación de esta heurística se muestra en la Tabla 3.7

Tabla 3.7: Despacho producto de la aplicación de la Heurística N°3

Heurística N°3	Unidad A	Unidad B	Unidad C	Unidad D	Unidad E	Flujo por la Línea
Despacho (MW)	0	23	122	65	150	75
Reserva en giro (MW)	0	24	8	28	0	

Como se puede ver, la Heurística N°3 da un resultado semejante al obtenido en la Tabla 3.5, sin embargo, la corrección por falta de reserva no se realiza incluyendo una nueva unidad como en la Heurística N°2 donde se agrega la unidad A (ver Tabla 3.6). Más bien se recurre a la unidad con menor costo y con capacidad de proveer reserva (Unidad C), siendo la siguiente unidad más costosa (Unidad B) la encargada de proveer el déficit de oferta para el Mercado Básico, cuyo origen es la oferta de reserva por la Unidad C.

3.2.2 Comparación del resultado obtenido por las distintas heurísticas

Si consideramos los costos de las transacciones realizadas para despejar el Mercado Básico de energía (Tabla 3.8), podemos observar que el costo obtenido de realizar la Heurística N°3 es el menor, destacando entonces el mejor resultado que significa considerar en forma simultánea las transacciones para un Mercado Básico y un Mercado de SC's.

Tabla 3.8: Costos producto del desarrollo de las distintas Heurísticas

	Heurística N°1	Heurística N°2	Heurística N°3
Costo (\$/h)	756	750	738

3.3 Modelo para el Predespacho de Unidades Mediante Simulación de Competencia [1]

Esta sección da cuenta de los problemas que se suceden al no evaluar técnica y económicamente los Mercados Básico y de SC's en forma simultánea. A partir de estas observaciones este modelo propone conceptos clave para el posterior desarrollo de un modelo propio.

a) Principio N°1

La estructura de este modelo se basa en la existencia de un OM encargado de realizar todas las subastas con los generadores. Recibiendo el OM ofertas del tipo curvas precio-cantidad para abastecer la carga del Mercado, determinando posteriormente un precio de equilibrio para la Energía y para cada uno de los SC's. El proceso para la búsqueda de los precios de equilibrio es realizado conjuntamente para el balance de Energía en el Mercado Básico como para los requerimientos de SC's.

b) Principio N°2

Este modelo se basa en ofertas realizadas hora a hora, donde sólo se procede a despejar el precio de mercado para la hora siguiente una vez despejado el precio para la hora actual. Si bien se estima que un despeje simultáneo de ambos mercados (Básico y de SC's) para todas las horas de una sola vez sería aconsejable, pues de esta forma se permite llegar a un valor de mercado en que las unidades consideran todo el período (24 horas) para decidir sus ofertas, no estando limitadas a una hora exclusivamente. Sin embargo este modelo no considera este aspecto, teniendo las unidades generadoras que decidir su operación hora a hora por separado, considerando en su oferta futura las decisiones de operación asumidas para las horas ya despejadas. A continuación se describe la operación de este esquema de ofertas.

- El proceso comienza cuando los generadores presentan al OM curvas de relación precio-cantidad (ver Figura 3.1) para cada una de las 24 horas a simular, estas curvas representan el mínimo precio de energía para el cual las unidades están dispuestas a generar. Además estas curvas le permiten al OM determinar un punto de partida o precio inicial para transar la energía en el Mercado Básico en cada hora, siendo el precio inicial para los SC's igual a cero para todas estas horas.
- El OM recibe por parte de los generadores su función de costo marginal. Por lo tanto el OM posee información referente a la curva de oferta de los generadores y de su función de CMg.
- Con esta información el OM procede a calcular el precio para la Energía (λ) y los SC (μ), determinando también los montos a ofertar por los generadores de modo de abastecer cada demanda en la hora analizada. Posteriormente se informa a los generadores de sus obligaciones tanto para el Mercado Básico como para el mercado de los SC's en esa hora.
- Conocidas sus obligaciones para el Mercado Básico y de SC's en la hora analizada, los generadores proceden a realizar nuevas ofertas (curvas precio-cantidad) para la hora siguiente.

3.3.2 Formulación de ofertas por parte de Generadores

En base a la teoría de competencia perfecta, se asume los siguientes supuestos en este desarrollo:

- Cada unidad generadora busca maximizar sus beneficios.
- Cada unidad generadora es tomadora de precios, es decir, asume que su acción no tiene efecto en el precio de mercado.

Otra consideración importante es que la solución óptima no puede basarse completamente en el costo marginal de las unidades, puesto que existen costos de partida y mínimos tiempos de operación y detención que deben ser considerados en un proceso de optimización sobre un despacho diario de unidades, hecho por el cual las ofertas (curvas precio-cantidad) irán cambiando de hora en hora para una misma unidad generadora. Este concepto es fundamental y por lo general no es considerado por la teoría marginalista que sólo considera los costos variables de las unidades generadoras.

Debido a que el proceso de optimización es realizado hora a hora, las unidades generadoras deben considerar factores intertemporales al realizar sus ofertas, esto se puede hacer asumiendo conocido el precio para las horas futuras, a partir de los precios estimados inicialmente por el OM para el período de simulación de 24 horas. Con todas estas consideraciones los generadores pueden calcular su beneficio, operación y ofertas aplicando una rutina de programación dinámica.

3.3.3 Estimación del precio de equilibrio por el Operador del Mercado

Como la función de costo marginal (CMg) de las unidades es conocida, el OM estima precios iniciales λ y μ al que se transará la energía para el Mercado Básico y el SC considerado, con tales precios se procede a calcular la producción de cada unidad por medio del siguiente algoritmo.

i) Para cada unidad y con los precios estimados λ y μ , se determina la producción (P_g) de la unidad por medio de su costo marginal y asumiendo que la unidad opera durante tal hora.

- Si $CMg(P_{min}) > (\lambda - \mu)$, $P_g = P_{min}$
- Si $(\lambda - \mu) > CMg(P_{max})$, $P_g = P_{max}$
- En otro caso la producción está dada por $CMg(P_g) = \lambda - \mu$

Donde $CMg(P_{min})$ corresponde a la función de Costo marginal de la unidad evaluada en el punto de potencia mínima generada, $CMg(P_{max})$ corresponde a la función de Costo marginal de la unidad evaluada en el punto de potencia máxima generada, y P_g corresponde a la potencia generada por la unidad ($P_{min} \leq P_g \leq P_{max}$).

ii) Se procede a verificar que los precios λ y μ son lo suficientemente altos para que la unidad pueda operar realmente durante la hora analizada.

- La producción estimada (P_g) implica un beneficio dado por.
$$beneficio = \lambda * P_g + (P_{max} - P_g) * \mu$$
- Para la producción estimada (P_g), se busca el correspondiente precio en la curva precio-cantidad ofertada por tal generador, si este precio se encuentra en un segmento plano de la curva se utiliza el punto más a la derecha de la curva de este modo aumenta la oferta y se reduce el precio

final de mercado. Mediante este procedimiento se obtienen los valores “ P_b ” y “ λ_b ” para la producción el precio respectivamente (Figura 3.3).

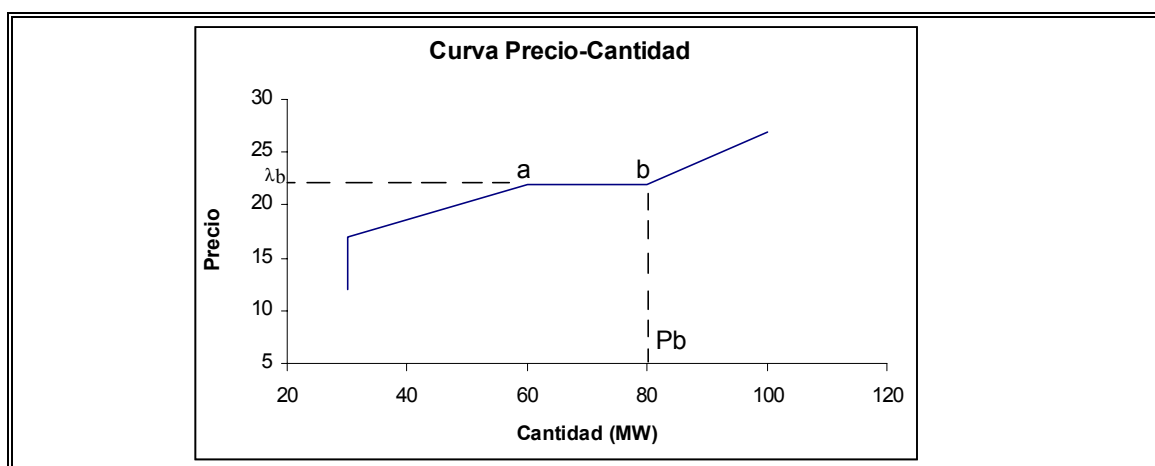


Figura 3.3: Determinación del precio en curva precio-cantidad

- Se procede a calcular el beneficio requerido (*beneficio_requerido*) para que la unidad decida operar respecto de no hacerlo.
- Si el beneficio > beneficio_requerido, la cantidad producida por la unidad será P_g .
- Si el beneficio < beneficio_requerido, la cantidad producida por la unidad será cero.
- Si el beneficio = beneficio_requerido, la unidad es indiferente respecto de operar o no, entonces se define como unidad de balance. Esta unidad será utilizada para lograr el balance de energía requerido, pudiendo situar su operación en 0, en P_g o entre P_{min} y P_g .

Desarrollando este algoritmo podemos encontrar los precios λ y μ que permiten despejar ambos mercados (Básico y de SC) sobre la hora que se hizo el análisis.

3.4 Modelo Integrado para la Optimización Simultánea de los Mercados Básicos de Energía y de Servicios Complementarios [2]

El siguiente modelo corresponde a una variante del modelo presentado en el capítulo 3.3. Posee características en común e incluye nuevos conceptos clave que son considerados en nuestra propuesta.

El algoritmo utilizado en esta modelación permite obtener simultáneamente precios de mercado para la Energía y los SC's. La estructura de ofertas propuesta reconoce la fuerte dependencia existente entre ambos mercados por transarse en ellos productos que son sustitutos.

La estructura de este modelo consiste en el despeje secuencial, hora a hora, del Mercado Básico y el Mercado de SC's. El proceso comienza cuando el OM realiza una estimación inicial de los precios de cada uno de los productos para cada una de las 24 horas. Basándose en estos precios, los generadores preparan sus ofertas para la hora en análisis. Las ofertas son entregadas al OM y corresponden a la cantidad de energía (MWh) que las unidades están dispuestas a generar tanto para el Mercado Básico como para SC's.

Bajo la estructura propuesta, el OM recibe todas las ofertas de los generadores para la hora en curso, y procede a recalcular los precios de mercado de cada producto hasta lograr, mediante un proceso iterativo, el equilibrio entre la oferta y demanda para esta hora. Informando el OM a los generadores de los volúmenes que deben proveer tanto para el Mercado Básico como para el Mercado de SC's durante la hora analizada. Bajo esta solución cada Generador conoce su estado de despacho para la hora actual y puede preparar sus ofertas para la hora siguiente.

De este modo se van despejando una a una las horas simuladas (24 horas). A continuación corresponde cuestionar la calidad de la solución obtenida, bajo este punto cabe destacar el rol de los precios estimados inicialmente por el OM y que son entregados a los agentes del mercado para que realicen sus primeras ofertas. Si la estimación inicial del precio es cercana a los precios reales de mercado, las decisiones tomadas por los agentes se realizarán bajo bases correctas y podrán llegar al óptimo. Si la estimación inicial es errónea las decisiones podrán llevar a

alcanzar un sub-óptimo, es decir, no se logrará minimizar los costos del sistema al terminar el proceso de despeje, esto debido a que en base a los precios iniciales los generadores pueden estimar erradamente su operación en horas futuras, lo que podrían ser difícilmente corregible en el proceso iterativo e implicar un aumento en los costos del sistema.

Para converger al óptimo serán necesarias varias iteraciones del proceso ya planteado, correspondiendo a una iteración el despeje de las 24 horas. Además se utilizará el resultado de una iteración como el precio inicial estimado por el OM en el desarrollo de la siguiente iteración.

Naturalmente el número de iteraciones será limitado en caso de aplicarse esta metodología a un mercado real, pero este proceso permitirá ganar experiencia por parte de los participantes, haciendo que la estimación inicial de los precios sea cada vez mejor.

En este modelo existen dos desarrollos, uno que se refiere a la decisión individual de los agentes generadores para el desarrollo de sus ofertas, el otro se refiere al problema que enfrenta el OM para determinar el precio de equilibrio de mercado.

3.4.1 Problema Individual de los Oferentes

Dados los precios estimados por el OM para las 24 horas, el problema a que se enfrentan los generadores es preparar sus ofertas para la primera de las horas en análisis, utilizando la totalidad de los precios estimados inicialmente (24 horas) por el OM, los generadores pueden considerar restricciones intertemporales al realizar esta oferta.

Dada la fuerte dependencia en las cantidades ofertadas de cada servicio por tratarse de productos sustitutos, y las restricciones intertemporales que deben ser tomadas en cuenta, nos previene que con ofertas del tipo precio-cantidad se hace difícil considerar estos aspectos si lo que se busca es una optimización simultánea para ambos mercados. Por esta razón las ofertas entregadas por los generadores al OM son del tipo cantidad de energía disponible (MWh) para el Mercado Básico y

cantidad de energía disponibles (MWh) para el Mercado de SC's, estas cantidades son calculadas por cada generador en conjunto para ambos mercados basándose en los precios entregados inicialmente por el OM. Los generadores responden al OM con la información necesaria que le permita a este último ajustar los precios de mercado de cada producto de forma que con iteraciones sucesivas permitan alcanzar un equilibrio.

Para preparar sus ofertas para la hora t, cada generador debe evaluar las consecuencias futuras de ser despachado durante la hora en análisis. Para considerar las relaciones intertemporales en la decisión de cada generador, se realiza un predespacho resuelto con Programación Dinámica cuya función objetivo y restricciones se presentan en la ecuación N°2.

$$MAX \sum_{t=1}^T \left[\sum_{k=1}^n [\lambda_{kt} * P_{kt}] - Costos_Operaciones * u_t - Costos_Partida * (1 - u_{(t-1)}) * u_t \right]$$

s.a. *Restriccion_técnicas* (2)

Restriccion_intertemporal

Donde λ_{kt} representa el precio del servicio k durante la hora t. P_{kt} corresponde a la oferta del servicio k (Básico y Complementario) durante la hora t. La variable u_t es 1 si la unidad opera durante la hora t ó 0 si esta detenida.

El cálculo del despacho obtenido del desarrollo de la ecuación N°2 le permite a cada generador determinar su beneficio para cada una de las horas del período simulado, y además permite calcular el beneficio que le reporta el operar como el beneficio que le reporta el no hacerlo (para cada hora). Esto debido a que existe un beneficio asociado a no operar, en el caso de existir oferta de reserva fría o en el caso de un beneficio negativo asociado a la operación, ambos casos podrían hacer más atractiva la opción de no operar en determinadas horas. Llamaremos $DIFF_{i,t}$ a la diferencia en beneficios que significa para el generador i el operar respecto de no hacerlo durante la hora t.

De esta forma la información entregada por los generadores al OM corresponde al siguiente problema de optimización.

$$\begin{aligned}
& MAX \sum_k [\lambda_{kt} * P_{kt}] - \text{costos} + DIFF_{it} * u_t \\
& s.a. \quad \text{Restricciones}_{\text{técnicas}} \\
& \quad \text{Restricciones}_{\text{intertemporales}}
\end{aligned} \tag{3}$$

3.4.2 Determinación del Precio de Equilibrio por el OM

Como se mencionó con anterioridad, el OM recibe información por parte de los generadores como múltiples problemas de optimización de la forma presentada en la ecuación N° 3. Asumiendo una demanda inelástica el problema del OM puede ser reformulado de la siguiente forma.

$$\begin{aligned}
& Min \left[\sum_{i=1}^N Costos_{it} - DIFF_{it} * u_{it} \right] \\
& s.a. \quad \text{Restricciones}_{\text{técnicas}} \\
& \quad \text{Restricciones}_{\text{intertemporales}} \\
& \quad \sum Demanda_{\text{energía}}_{jt} = \sum P_{en,it} \\
& \quad \sum Demanda_{\text{reserva}}_{jt} = \sum P_{reserva,it} \\
& \quad \sum P_{kit} \geq R_{k,t} \quad \forall k \neq en
\end{aligned} \tag{4}$$

Donde $P_{en,it}$ corresponde a la oferta de energía destinada al Mercado Básico realizada por el generador i durante la hora t , y $P_{reserva,it}$ corresponde a la oferta de energía destinada al Mercado de SC que es realizada por el generador i durante la hora t .

Es decir, se busca minimizar los costos operacionales asociados al despacho de los generadores, incluyendo sus restricciones técnicas e intertemporales, pero se agregan además las restricciones necesarias para satisfacer las demandas para los Mercados Básico y de SC's.

De la solución obtenida mediante el desarrollo del problema de optimización planteado en la ecuación N°4, se puede obtener una estimación de los precios que despejan los mercados Básico y de SC's para la hora analizada. Una vez

obtenidos los precios de mercado, es decir, una vez que las ofertas (cantidad MW) igualen a las demandas en cada uno de los mercados considerados, los generadores procederán a realizar sus ofertas (ecuación N°3) para la hora siguiente.

IV DESCRIPCIÓN DEL MODELO DESARROLLADO

El modelo propuesto toma en cuenta la problemática de realizar un despacho de unidades generadoras considerando un manejo simultáneo de ofertas para despejar los Mercados Básico y de SC's, más aún, para realizar este despacho se incluye un tratamiento simultáneo para todas las horas del período, de forma de poder alcanzar precios de mercado óptimos que permitan a las unidades participantes considerar restricciones intertemporales en la realización de sus ofertas. Otro propuesta de este modelo es el desarrollo de una metodología que permita resolver el predespacho de las unidades generadoras considerando la existencia de restricciones impuestas por la red de transmisión del sistema.

El conjunto de modelos presentados en el capítulo anterior aportan conceptos clave para el modelo que se propone y desarrolla en este trabajo. El estudio de estos modelos permite determinar ciertas fortalezas para ser integradas en el desarrollo de un nuevo modelo, que busque determinar un despacho óptimo por medio de un esquema de subastas, logrando alcanzar el mínimo costo para los consumidores satisfaciendo las restricciones de operación.

4.1 Puntos Destacados de cada Modelo y que se Consideran en la Formulación de un Nuevo Modelo de Optimización.

a) Aportes del Modelo de California

Lo más destacado de este modelo es su estructura de mercado basada en un conjunto de oferentes de cada servicio, un OM y un OSIS, cada uno de los cuales mantendrá prácticamente inalterable su misión. Otro factor importante que se observa es la consideración de un factor de probabilidad que permite representar el costo de utilizar un determinado SC en tiempo real, es decir, no basta tan sólo con incluir capacidad por proveer un servicio, sino que también el costo en que incurre la unidad en caso de ser requerido este en cierto instante.

b) Aportes del modelo en base a heurísticas

Lo que se puede destacar de los ejemplos presentados en el desarrollo de estas heurísticas, es la importancia de considerar un manejo simultáneo de ofertas para despejar los mercados Básico y de SC's. Como se indicó se trata de productos sustitutos, por lo tanto, existen costos de oportunidad respecto de ofertar uno u otro, siendo esto de gran importancia en el costo global de operación.

c) Aportes del Modelo para el Predespacho de Unidades Mediante Simulación de Competencia

Plantea un sistema de ofertas (precio-cantidad) por parte de los generadores, las que se van modificando hora a hora. El OM calcula el precio para despejar ambos mercados (Básico y de SC's) en base al costo marginal de las unidades generadoras y a sus ofertas (precio-cantidad). Debido a la relación entre productos sustitutos el OM es el encargado de determinar las obligaciones de cada unidad para con cada uno de los mercados (Básico y de SC's) para hora analizada. El concepto clave a destacar de este modelo es que el OM determina los precios a que se transa cada producto a la vez que considera la entrega de información por parte de los generadores referente a sus CMg, de esta forma permite al OM tomar correctas decisiones en cuanto a los precios de despeje de los mercados, precios que son calculados en forma conjunta para el Mercado Básico como para el Mercado de SC's.

d) Aportes del Modelo Integrado para la Optimización Simultánea de los Mercado de la Energía y los Servicios Complementarios.

Plantea un sistema de ofertas por parte de los generadores que se modifica a medida que cambian las señales de precios entregadas por el OM, sin embargo, estas ofertas no son realizadas como curvas de relación precio-cantidad, más bien, las ofertas corresponden a cantidades de energía ofertada para el Mercado Básico y cantidades de energía ofertadas para cada uno de los SC's considerados. Las unidades generadoras entregan la información necesaria al OM para que pueda realizar un ajuste adecuado de los precios de cada producto. La información es entregada como un problema de optimización que el OM debe resolver de modo de

minimizar los costos totales de operación del sistema. De lo antes mencionado se rescatan conceptos clave como la entrega de información por parte de los generadores al OM, información referente a su curva de costos y beneficio que le significa el operar respecto de no hacerlo. Este modelo permite que el OM pueda desarrollar un modelo de optimización para ajustar los precios de la energía para el Mercado Básico y el de los SC's en forma coherente.

4.2 Desarrollo de un Nuevo Modelo

Como se mencionó el modelo a desarrollar seguirá en cierta forma la estructura de mercado planteada en el modelo de California, es decir, se considerará la existencia de un OM, y un OSIS, pero donde las reglas de operación del mercado corresponden a una propuesta basada en los modelos presentados.

La principal función del OM es lograr un equilibrio oferta-demanda para el Mercado Básico y el Mercado de los SC's. Se propone aplicar un esquema de subastas entre el OM y las unidades generadoras del sistema, sin considerar a los consumidores ya que se asume inelasticidad en la demanda. Por su parte el OSIS tendrá como misión determinar la factibilidad de la operación, operación que es obtenida por el OM al finalizar el proceso subastas. La función del OSIS es la de corregir en caso de ser necesario las capacidades máximas de oferta de las distintas unidades, de esta forma garantizar el cumplimiento de las restricciones de transmisión impuestas por la red, logrando un despacho real del sistema.

4.2.1 Reglas de operación del mercado

Este punto pretende dar una noción general del modo de operar el mercado, a partir del sistema de subastas que despejan en forma conjunta los mercados Básico y de SC's para la totalidad de horas analizadas en forma simultánea.

El proceso comienza con la entrega por parte del OM de los precios iniciales (Anexo B) a que se transará la energía tanto para el Mercado Básico como para cada uno de los SC's considerados. Estos precios son entregados simultáneamente para cada una de las 24 horas del período. En base a estos precios cada generador decide en forma independiente a partir de un objetivo (maximizar

beneficios) su operación para el periodo, utilizando para resolver el problema Programación Dinámica. Finalmente los generadores entregan sus ofertas de energía (MW) para ambos mercados (Básico y de SC's) al OM, en base a estas ofertas y a cierta información operacional entregada por los generadores, el OM puede realiza un ajuste, en caso de ser necesario, a la totalidad de los precios entregados inicialmente, obteniendo de esta forma los precios para la próxima iteración. Este ajuste en precios se realiza buscando la mayor aproximación entre la oferta y la demanda de cada uno de los productos en la totalidad de las horas del período. El proceso iterativo entre el OM y los generadores se realiza hasta lograr dar cumplimiento con los requerimientos tanto para el Mercado Básico como para el Mercado de SC's.

Una vez despejados los precios para ambos mercados, es decir, una vez alcanzado el despacho ideal del sistema, el OSIS procede a determinar la factibilidad en la operación para cada una de las horas ya despejadas, realizando en caso de ser necesario, un ajuste en la inyección máxima de potencia para aquellas unidades generadoras que contribuyan a la violación del flujo máximo por una línea en determinada hora, de esta forma, al repetir el proceso de iteraciones entre el OM y los generadores, no se volverá a violar las restricciones impuestas por la red de transmisión, logrando finalmente el despacho real del sistema.

A continuación se describe la función de cada uno de los participantes de este mercado, es decir, cómo deciden los oferentes o generadores, cómo decide el OM, y cómo decide el OSIS, todo dentro de un esquema de subastas que permita determinar finalmente una operación a mínimo costo que garantice la seguridad del sistema mediante la existencia de reservas, y que además respete las restricciones de transmisión.

4.2.2 Generadores

Se asume en el desarrollo, que la función de costos del generador es de la forma expresada en la ecuación (5) [2].

$$\begin{aligned}
 \text{Función_de_costos} &= \text{Costos_operacionales} + \text{Costos_partida} \\
 \text{Costos_operacionales} &= \alpha + \beta * Pg + \gamma * Pg^2 \\
 \text{Costos_partida} &= (\sigma + \Delta * (1 - e^{-(T_{off}/\tau)})) * u_i
 \end{aligned} \tag{5}$$

Donde Pg representa la energía generada, el factor “ α ” corresponde a la componente de costo fijo, “ β ” corresponde a la componente lineal, “ γ ” corresponde a la componente cuadrática de la función de costos del generador, σ es la componente de costo fijo referida a la función de costo de partida de la unidad, Δ es un ponderador de la misma función al igual que τ , T_{off} corresponde al número de horas consecutivas que la unidad ha permanecido detenida antes de volver a operar, y u_i toma valores de 1 ó 0 dependiendo si la unidad ha partido o no, es decir, las unidades generadoras poseen una función de costos cuadrática que considera costos de partida que dependen del número de horas que la unidad ha permanecido detenida.

Esta función de costos se utilizará en el modelo de optimización que determinará la operación y ofertas de cada una de las unidades generadoras. La función objetivo en este problema de optimización, corresponde a la maximización de las utilidades de cada unidad y está restringido por los márgenes de producción de equipos.

Las ofertas realizadas por los generadores en el marco del modelo que se plantea serán sólo del tipo cantidad (energía), ya que como se ha mencionado, la fuerte dependencia que existe entre los Mercados Básico y de SC's, hace difícil establecer un equilibrio simultaneo entre oferta y demanda si las ofertas son realizadas como curvas precio-cantidad por ser estas fuertemente dependientes considerando que en ambos mercados se transan productos que son sustitutos. Finalmente en lo que se refiere al algoritmo de optimización a realizar, se estima que este tipo de ofertas (cantidad) facilita la optimización simultánea de ambos mercados, lo que se considera más adecuado que una optimización secuencial de cada uno de ellos.

El proceso de decisión de los generadores es el de maximizar sus utilidades. A partir de precios dados por el OM para cada uno de los productos, los generadores determinan la cantidad que están dispuestos a ofertar para cada uno de ellos, es decir, la cantidad que el generador está dispuesto a ofertar para proveer el

servicio Básico de Energía, Reserva Sincronizada Primaria, Secundaria, Terciaria o de Reserva no Sincronizada, de esta forma, una optimización conjunta que permita determinar la cantidad a ofertar de cada uno de estos productos implica considerar los costos de oportunidad existentes por tratarse todos ellos de productos sustitutos.

Para desarrollar el proceso optimización en la operación de los generadores se debe considerar la curva de costos del generador, las limitaciones técnicas de las unidades tanto para proveer el servicio Básico como para proveer cada uno de los SC's considerados, ya que en la entrega de estos últimos se debe considerar el tiempo especificado para su disponibilidad, lo que limita a generadores respecto a los montos de energía que oferta por estar impedidos respecto de la velocidad en que pueden incrementar su generación (Rampa incremental medida en MW/seg). Además existe un costo asociado a la probabilidad de suministrar el SC ofertado (capítulo 3.1.5) ya que como se ha podido ver no basta con ofertar capacidad en la entrega de cierto SC, además hay que considerar los costos operacionales que significa el proveer este servicio. Bajo estas premisas a cada SC se le asignó una curva de costo esperado del tipo.

$$\text{Costo}_{\text{por}_{\text{SC}}}(\$) = x * (\beta * R + \gamma * R^2) \quad (6)$$

Donde R representa la cantidad de reserva ofertada, el factor x representa la probabilidad de que tal SC sea exigido durante la hora en curso. Se adopta el supuesto que “x” es el mismo para todos los oferentes de este servicio, los factores “ β ” y “ γ ” son los índices lineal y cuadrático de la función de costos de cada generador, ya que si fuese necesario proveer el servicio en tiempo real estos son los factores que relacionan el costo con la operación del generador.

Por lo tanto, si el generador decide operar durante determinada hora puede estar en condiciones de ofertar Energía para el Mercado Básico y Reservas sincronizadas para el Mercado de SC's. El problema a optimizar por el generador en tal caso es el siguiente.

$$\begin{aligned}
Max \quad & (\lambda en * Pg + \lambda 1 * P_{R1} + \lambda 2 * P_{R2} + \lambda 3 * P_{R3}) && (Ingresos) \\
& - (\alpha + \beta * Pg + \gamma * Pg^2) && (Costos_Operacionales) \\
& - (x * \beta * P_{R1} + x * \beta * P_{R2} + x * \phi * P_{R3}) \\
& - (x * \gamma * P_{R1}^2 + x * \gamma * P_{R2}^2 + x * \gamma * P_{R3}^2) \\
& - (\sigma + \Delta * (1 - e^{-(Toff / \tau)})) * u_i && (Costos_de_Partida)
\end{aligned} \tag{7}$$

S.a *Restricciones_técnicas*
Restricciones_intertemporales

Donde λen corresponde al precio de la energía destinada al Mercado Básico, $\lambda 1$ corresponde al precio de la reserva Sincronizada Primaria, $\lambda 2$ corresponde al precio de la Reserva Sincronizada de Secundaria, y $\lambda 3$ corresponde al precio de la Reserva Sincronizada de Terciaria, siendo además Pg , P_{R1} , P_{R2} , y P_{R3} las cantidades ofertadas para cada uno de estos productos, $Toff$ corresponde al tiempo que la unidad ha permanecido detenida antes de volver a operar, finalmente u_i indica si se deben considerar costos de partida para la hora i , en caso de encontrarse detenida la unidad durante la hora $i-1$, entonces $u_i = 1$ de lo contrario $u_i = 0$.

Si la unidad opta por no operar, puede ofertar Reserva no Sincronizada, el problema de optimización que debe enfrentar el generador en este caso será del tipo.

$$\begin{aligned}
Max \quad & (\lambda 4 * P_{R4}) - (x * \alpha + x * \beta * P_{R4} + x * \gamma * P_{R4} + costo_{partida}) \\
\end{aligned} \tag{8}$$

S.a *Restricciones_técnicas*
Restricciones_intertemporales

Donde $\lambda 4$ corresponde al precio para la Reserva no Sincronizada, P_{R4} corresponde a la cantidad ofertada para este tipo de reserva, α , β y γ corresponden a los índices de la función de costos del generador.

Ya planteadas las ecuaciones (7) y (8), que permiten a las unidades generadoras determinar las cantidades óptimas a ofertas de cada producto según su operación (sincronizada o no sincronizada), y por enfrentarnos a la problemática de

resolver la operación de cada unidad en un período de 24 horas, sabiendo que una optimización simultánea de las 24 horas nos proporciona una mejor solución que una optimización realizada hora a hora. Implica que los generadores deberán realizar sus ofertas para cada una de las 24 horas en forma simultánea, para esto cada uno de los generadores deberá considerar en su decisión las restricciones intertemporales que existen en su operación, es decir, deberá considerar mínimos tiempos de operación y detención así como la velocidad de toma de carga (Rampa incremental).

En la determinación de la operación que le reporte mayores beneficios, se adopta el supuesto que cada generador realiza sus ofertas en forma independiente, conociendo sólo los precios a que se transan cada uno de los productos para el mercado Básico y de SC's y que son entregados por el OM. Cada generador tomará su decisión de oferta para cada hora realizando una optimización basada en el método del gradiente que permite resolver las ecuaciones (7) y (8), lo que le permite a cada participante calcular el beneficio que les reporta cada una de estas opciones de operación (sincronizada “ecuación 7” y no sincronizada “ecuación 8”). Para considerar las restricciones intertemporales y determinar la operación que reporte mayores beneficios a la unidad generadora, se utiliza Programación Dinámica hacia adelante. A continuación se presenta un esquema explicativo de la toma de decisiones por parte de cada generador (Figura 4.1), que se basa en la comparación de los distintos beneficios que le reportan las distintas alternativas de operación, como ya se mencionó se utilizó para ello Programación Dinámica hacia adelante.

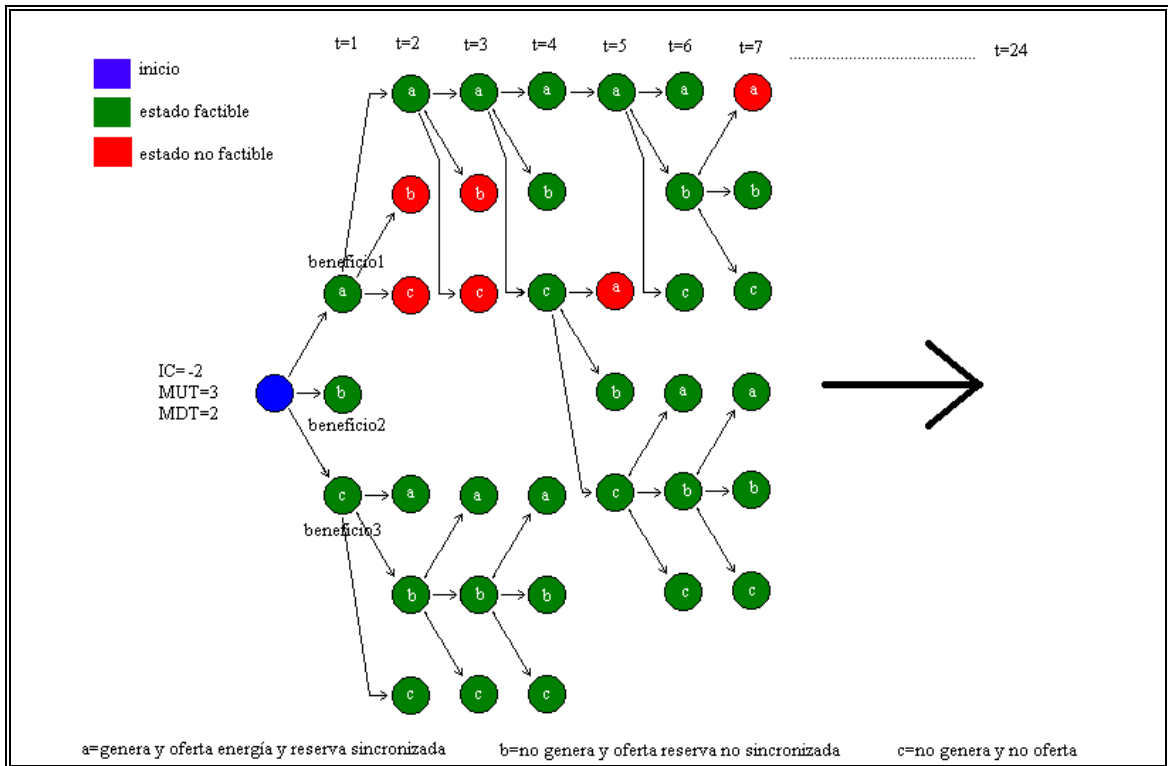


Figura 4.1: Esquema explicativo del uso de Programación Dinámica

Como se puede ver en la Figura 4.1 las características de la unidad generadora son un mínimo tiempo de operación (MUT) de tres horas, es decir, una vez que comienza a operar sincronizadamente debe hacerlo por lo menos durante tres horas antes de ser detenida, un mínimo tiempo de detención (MDT) de dos horas, esto quiere decir que si la unidad es detenida debe permanecer así por lo menos durante dos horas antes de volver a operar sincronizadamente. El estado inicial (IC) de la unidad generadora indica el número de horas que la unidad ha permanecido sincronizada (número positivo) o no sincronizada (número negativo) antes de comenzar el análisis ($t=0$).

Como se puede apreciar en la figura, el generador inicialmente se encuentra detenido desde hace 2 horas (IC= -2) esto significa que ha cumplido con su mínimo tiempo de detención (MDT) de esta forma para la primera hora de simulación ($t=1$) existe factibilidad tanto para operar sincronizadamente como para seguir detenida. A continuación se procederá a listar los pasos que se siguen.

Hora 1:

- Se calcula el beneficio que le reporta al generador cada opción a, b y c. Como ya se ha mencionado este beneficio se calcula desarrollando el problema de optimización descrito en la ecuación (7) para la opción “a”, resolviendo el problema de optimización descrito en la ecuación (8) para la opción “b”, y finalmente se asume un beneficio igual a cero para la opción “c”. Los problemas de optimización (ecuaciones 7 y 8) que finalmente determinan el beneficio de las opciones a y b, son resueltos por el método del gradiente.
- El programa se queda con las dos mejores opciones (a y c en este caso). Se han escogido sólo dos del total de opciones posibles, de este modo se elimina el problema de la dimensionalidad, si bien esto puede dejar fuera un cierto número de soluciones factibles permite reducir el tiempo computacional en que se resuelve el problema.

Hora2:

- A partir de las posibilidades factibles de operación (a, a, b y c) en $t=2$ se calculan nuevamente los beneficios en cada caso.
Las opciones factibles de operación se determinan en base al conocimiento de MUT y MDT de la unidad, de esta forma en nuestro ejemplo si se elige operar sincronizadamente (opción “a”), no se puede dejar de operar sincronizadamente en horas futuras hasta completar el número de horas especificado por el MUT de la unidad. Lo mismo ocurre en caso de optar operar no sincronizadamente (opciones “b” y ”c”), donde se debe cumplir con el MDT antes de poder optar a operar sincronizadamente.
- De las opciones factibles para la segunda hora (a, a, b y c) el programa se queda con las dos mejores (a y b en este caso).

Hora 3:

- A partir de las posibilidades factibles de operación para el generador, se calculan nuevamente los beneficios en cada caso.
- De las opciones factibles para la tercera hora (a, a, b y c) el programa se queda con las dos mejores (a y b en este caso).

Al terminar este proceso, es decir, al llegar a la hora 24, se han despejado dos opciones de operación para el generador, esto debido a que en cada paso del desarrollo de la Programación Dinámica se van dejando las dos mejores opciones de

operación, de estas dos posibles operaciones se elige la que reporta mayores beneficios al generador. En este punto las unidades generadoras ya han determinado su operación y los montos a ofertar de cada producto para cada una de las 24 horas, basándose en los precios entregados por el OM, sin embargo, los generadores deben entregar cierta información adicional al OM, información referente a su función de costos, a límites máximos y mínimos de operación, y a la diferencia en beneficio que le reporta el generar respecto de no hacerlo (ver DIFF en capítulo 3.4.1). Esta información permite que en la siguiente iteración el OM pueda determinar un cambio adecuado en los precios de mercado de cada producto, logrando que las ofertas realizadas por los generadores en la próxima iteración cada vez se igualen más a las demandas existentes.

4.2.3 Operador de Mercado (O.M.)

El OM es el encargado de variar adecuadamente los precios de mercado al que se transa la Energía y cada uno de los SC's, con el propósito de lograr un equilibrio entre ofertas y demandas de ambos mercados (Básico y de SC's). Para lograr este equilibrio se realiza un ajuste simultáneo de los precios en la totalidad de las horas de operación consideradas.

Para realizar un correcto ajuste en los precios a que se comercializa cada producto, el OM debe recibir por parte de los oferentes cierta información que le permita realizar una toma de decisiones coherente con el resultado esperado. La información requerida de los generadores es las cantidades ofertadas de cada producto para cada hora, los índices " β " y " γ " de la curva de costos de cada generador, y la diferencia en beneficio que motivó a la unidad a operar en sincronía respecto de no hacerlo (ver DIFF en capítulo 3.4.1) en determinada hora, además de características técnicas de la unidad como son sus potencias máxima y mínima, y su rampa incremental.

Las cantidades ofertadas de cada producto permiten al OM determinar horariamente el desajuste existente entre la oferta y la demanda, de este modo la falta de oferta en cierto producto debe motivar un alza en el precio de mercado para tal producto, y en caso de existir sobreoferta se debe producir una reducción en el precio. Para el alza de precios se utiliza un ajuste utilizando el método del

Subgradiente y para la reducción de precios se utiliza Programación Cuadrática. A continuación se explica el porqué de cada método.

a) Método del Subgradiente aplicado al modelo

Para este modelo se asume que el conjunto de ofertas para determinado producto puede ser representado por una función creciente a medida que aumentan los precios, es decir, un mayor precio implica una mayor o igual oferta, de esto se desprende que ante la falta de ofertas necesarias para cumplir con la demanda requerida de un determinado producto, es necesario un aumento en el precio. Debido a que se desconoce la función que representa la generación de ofertas, el aumento de estas se logra por medio de un ajuste en el precio del producto, ajuste que depende del error existente entre la oferta y la demanda, de esta forma se relaciona la variación del precio respecto al error existente. Por lo tanto el nuevo precio para determinado producto ante un alza en el precio es.

$$\text{Precio_nuevo} = \text{Precio_antiguo} + \theta * (\text{Error_porcentual})$$

Donde θ representa un factor de aproximación, en nuestro modelo el valor de este factor dependiendo del % de error existente, y se fijó en base a experimentación.

Se utilizó el método del Subgradiente para el alza de precios por ser este un método simple por el cual se obtuvo buenos resultados, sin embargo, no considera las características del problema ni restricciones por lo que pueda llegar a valor erróneo en los precios, es por esta razón que se utiliza el método de Programación Cuadrática en la reducción de los precios, de esta forma se da coherencia a los valores de mercado obtenidos.

b) Programación Cuadrática

El considerar información sobre características de las distintas unidades generadoras en el desarrollo de un proceso de optimización, nos permite obtener información que nos lleve a valores coherentes para los precios de cada producto, de esta forma se evita llegar a un subóptimo del problema.

La Programación Cuadrática permite resolver problemas no lineales que contengan un gran número de variables así como también de restricciones. En la ecuación N°9 se puede ver la formulación de este problema.

c) Reducción de precios

Como ya se ha mencionado, para la reducción en los precios de mercado en determinada hora se utiliza Programación Cuadrática, cuyo desarrollo requiere de cierta información de las unidades generadoras.

El OM requiere de información por parte de las unidades generadoras, es así como los factores “ β ” y “ γ ” le dan al OM información referente al comportamiento de la curva de costos del generador. La función objetivo en el problema de optimización que permite la reducción de los precios para cierta hora, será la minimización de las curvas que representan el comportamiento de los costos para todas las unidades que se encuentran en operación durante esa hora, cumpliendo con la restricción de abastecer demandas de para el Mercado Básico y de SC's para tal hora, y procurando no violar las restricciones de generación mínima y máxima de cada unidad, es decir, realiza un proceso de optimización sobre un problema no lineal (funciones del comportamiento de costo) con múltiples variables y múltiples restricciones operacionales y de demanda. El problema de optimización a que se enfrenta el OM (ecuación N°9) a partir de los datos entregados, permite obtener señales de precios que indican el grado en que estos deben ser modificados. A continuación se presenta la formulación utilizada en la reducción de precios.

$$\begin{aligned}
\text{Min} \quad & \sum_{\text{generador}=1}^N \text{Estimación_de_costos_de_generadores} \\
\text{S.a.} \quad & \sum_{\text{producto}=1}^k \text{Ofertas_Generadores}_{\text{producto}} \leq P_{\text{max}} \quad \forall \text{ Generadores} \\
& \sum_{\text{producto}=1}^k \text{Ofertas_Generadores}_{\text{producto}} \geq P_{\text{min}} \quad \forall \text{ Generadores} \quad (9) \\
& \sum_{\text{generadores}=1}^N \text{Ofertas_Generadores} = \text{Demanda} \quad \forall \text{ Energía, SC} \\
& \text{Oferta_Generadores}_{\text{Energisa}} - \text{Oferta_Generadores}_{\text{Reserva_Primaria}} \geq P_{\text{min}}
\end{aligned}$$

Del resultado de este desarrollo se obtiene los precios estimados para cada producto ($\lambda^{\text{calculado}}$) que minimizan los costos de los generadores participantes en tales ofertas, sin embargo, estos precios no han considerado componentes de costo fijas ni restricciones intertemporales, por lo que no pueden ser considerados como resultados definitivos al precio de mercado de cada producto, pero dan una estimación de cual será el grado en que cada precio debe ser reducido. Es decir, si el precio de la iteración anterior es similar precio de la iteración actual indica una variación leve para tal precio, ocurriendo lo contrario en caso de ser precios demasiado diferentes, este ajuste de precios se realiza según la siguiente fórmula.

$$\lambda^{K+1} = \alpha * \lambda^{k-1} + (1 - \alpha) * \lambda^K \quad (10)$$

Donde α toma valores que van desde 0.700 a 0.995 según el grado de error existente entre lo ofertado y lo demandado, estos valores de α se han obtenido en base a experimentación.

d) Aumento en los precios

A continuación se procede a explicar cómo enfrenta el OM el problema de incrementar los precios, logrando de esta forma corregir el déficit de oferta y suplir los niveles requeridos de demanda.

Existen dos casos en los que el OM realiza alzas en los precios en forma totalmente distinta: estos casos se describen a continuación.

i) Aumento sutil en los precios

El procedimiento descrito a continuación se realiza siempre que para determinada hora exista suboferta de cierto producto ya sea para el Mercado Básico como para el Mercado de los SC's.

Como se mencionó anteriormente, para el alza de precios el OM utiliza el método del subgradiente, el cual se basa en el error existente para determinar el monto en que aumentará determinado precio durante cierta hora, su formulación es la siguiente.

$$\lambda^{proxima_iteración} = \lambda^{antiguo} - (error / (demanda * (1 + factor))) \quad (11)$$

Donde el “factor” depende de cuan grande sea el error existente entre oferta y demanda, tomando valores que van desde 1 a 7 en el programa que se desarrolló, estos valores han sido asignados en base a experimentación.

ii) Aumento radical en el precio

Este aumento se da principalmente al comenzar el proceso de iteraciones, principalmente si los precios estimados para comenzar el proceso iterativo son inadecuados o conducen a ofertas desajustadas.

Lo que ocurre en estos casos es que no existen suficientes unidades despachadas para abastecer cierto tipo de demandas (sincronizada o no sincronizada), por lo tanto, el OM deberá recurrir a la información respecto de la diferencia en beneficios que determinó que cierto generador decidiera operar sincronizadamente respecto de no operar en determinada hora y viceversa, estas diferencias en beneficios son obtenidas por cada generador al decidir su operación en el proceso de Programación Dinámica (Figura 4.1). El fundamento de la necesidad de esta información es relevante en caso de no existir suficientes unidades despachadas para abastecer la demanda en el Mercado Básico y de SC's sincronizados, para ello será necesario realizar un ajuste más radical en los precios de parte del OM, de esta forma lograr que una unidad que se encontraba fuera de sincronismo decida cambiar su operación producto de este nuevo ajuste en los precios. Por otra parte si no existen suficientes unidades fuera de operación para proveer la reserva no sincronizada, será

necesario incentivar que nuevas unidades opten por proveer este tipo de servicios, lo cual motiva un nuevo ajuste radical de los precios por parte del OM.

4.2.4 Heurística Utilizada Para el Cambio de Precios

Como se mencionó con anterioridad se utilizó un ajuste por el método del subgradiente para aumentar los precios y programación cuadrática para bajarlos, debido a la estrecha relación en precios existente entre cada servicio suministrado por el generador, la aplicación de estas metodologías se realizará en base a las siguientes reglas.

i) Si existe suboferta para el Mercado Básico

Para poder abastecer la demanda para este mercado, se procede a realizar un aumento en el precio de la energía utilizando el método del subgradiente.

ii) Si existe sobreoferta para el Mercado Básico

En este caso se utiliza programación cuadrática para reducir el precio de la energía y lograr una reducción en la oferta de esta.

iii) Si existe suboferta de Reserva Sincronizada Primaria

En este caso como no existe otro tipo de reserva de mayor calidad que pueda abastecer este déficit, se procede a realizar el aumento en el precio para tal servicio utilizando el método del subgradiente.

iv) Si existe sobreoferta de Reserva Sincronizada Terciaria

Por el hecho que reservas de mayor calidad puedan abastecer la demanda de reservas de menor calidad, provoca que el Operador del Mercado acumule los excedentes de Reserva Sincronizada Primaria, como oferta de Reserva Sincronizada de Secundaria, del mismo modo si se produce un excedente en la oferta de Reserva Sincronizada Secundaria, estos serán considerados como oferta de Reserva Sincronizada Terciaria (ver capítulo 2.4). De esta forma si se produce un excedente en la oferta de Reserva Sincronizada Terciaria y la sobreoferta de Reserva Sincronizada Primaria es la que más contribuye a este desequilibrio, entonces se

procederá a bajar el precio de la Reserva Sincronizada Primaria de modo de reducir su oferta y reducir consiguientemente el excedente de Reserva Sincronizada Terciaria. Por otro lado si la sobreoferta de Reserva Sincronizada Secundaria es la que contribuye en mayor medida al desequilibrio de Reserva Sincronizada Terciaria, entonces será necesario reducir su precio para bajar la oferta y de esta forma reducir el error en la Reserva Sincronizada Terciaria. Finalmente siempre que la oferta de Reserva Sincronizada Terciaria supere su demanda, se procederá a reducir su precio. Como ya se mencionó todas estas reducciones se realizan mediante programación cuadrática.

v) Si existe suboferta de Reserva Sincronizada Secundaria

Ante la falta de oferta para abastecer la demanda de Reserva Sincronizada de Secundaria, se puede recurrir a un aumento en la oferta de Reserva Sincronizada Primaria como también a un aumento en la oferta de Reserva Sincronizada Secundaria. Para decidir cual precio se incrementará para lograr esta oferta adicional, se procede a ver los precios que poseen cada uno de estos servicios, aumentándose el valor al servicio que presente el menor precio.

vi) Si existe suboferta de Reserva Sincronizada Terciaria

Como la falta de Reserva Sincronizada Terciaria puede ser suministrada por cualquiera de las tres reservas sincronizadas existentes, se procederá al aumento en el precio de aquel servicio que posea el menor precio de todos, de este modo buscamos suplir este déficit con mayor oferta de Reserva Sincronizada Terciaria o con sobreofertas de las otras reservas sincronizadas.

vii) Reserva no Sincronizada

En el caso del tratamiento de precios para la Reserva no Sincronizada, por tratarse de un solo servicio provisto por las unidades no sincronizadas al sistema, se aplican directamente los métodos del subgradiente o programación cuadrática según corresponda a un aumento o una reducción de los precios para este servicio.

viii) Entrega de resultados

Así son realizados los ajustes de precios para cada uno de estos servicios en cada una de las horas del período, estos precios son la base para que los generadores realicen nuevamente el cálculo de sus ofertas.

4.2.5 Operador Independiente del Sistema (OSIS)

La función del OSIS es la de garantizar que la operación establecida por el OM en el proceso de subastas sea factible en la red de transmisión.

Para enfrentar este problema se desarrolló un método aproximado que consiste básicamente en determina el flujo de potencia por cada línea mediante un análisis de flujo DC, considerando además capacidades para transmitir reservas si fuese necesario a través de tales líneas, para ello se asume que la oferta de reserva puede ser despachada en tiempo real, por lo tanto para el cálculo de flujo DC la potencia inyectada a la red por una unidad generadora se asume como la suma de todas sus potencias ofertadas (Mercado Básico + Reservas), es decir, en el cálculo de flujo por las líneas se considera la capacidad requerida para transmitir reservas en caso de ser requeridas.

En caso de violarse el flujo máximo permitido para cierta línea (considerando capacidad para transportar reservas) el OSIS deberá limitar la inyección máxima de potencia a aquellas unidades generadoras que contribuyen al desajuste, de esta manera al realizar un nuevo proceso de subastas entre el OM y los generadores, no se volverán a violar las restricciones de transmisión existentes.

Para limitar las potencias a ser ofertadas por aquellas unidades que contribuyen al error en determinada hora, el OSIS emplea un método de aproximación mediante un proceso iterativo que se describe a continuación. Cabe destacar que este es un procedimiento que da solución al problema ya descrito, por lo que puede estar sujeto a futuras modificaciones.

- Del total de líneas saturadas el OSIS procederá resolviendo primero la que posea una mayor saturación (MW).

- El OSIS determina si la generación inyectada por la barra de generación “i” contribuye al error en la línea saturada, para ello realiza un nuevo flujo DC sobre el sistema reduciendo la generación de la barra “i” en 1MW. Si se observa una reducción de un x% en el error por la línea saturada, entonces se reduce en $x/100$ MW la potencia inyectada por tal barra, en caso contrario se mantiene su inyección de potencia original. El OSIS realiza secuencialmente este proceso para todas las barras de generación del sistema.
- En caso que aún exista violación de flujo por una o más líneas se vuelve al primer paso.
- Conociendo el OSIS los montos totales en que se debe reducir la inyección de potencia en aquellas barras de generación que contribuyen al error, se procede a distribuir esta reducción entre los generadores conectados a ella.
- En el sistema de transmisión utilizado en este desarrollo, existe en determinadas barras más de un generador conectado a ella, para determinar cuanto debe reducir cada uno su potencia máxima entregada a la barra, se procede a distribuir la reducción total ya calculada por el OSIS en forma porcentual entre los distintos generadores conectados a ella. De esta forma si un generador aporta el 10% de la inyección total de potencia en la barra, su reducción será de un 10% del total a reducir calculado por el OSIS.
- Finalmente el OSIS le informa a todas las unidades generadoras de la máxima potencia que pueden ofertar para cada una de las horas analizadas. De este modo al realizarse un nuevo proceso iterativo entre el OM y los generadores, se obtendrá el despacho real del sistema ya que no se volverá a violar los límites de transmisión existente en las líneas ya analizadas.

4.2.6 Esquema de Operación del Modelo

El modelo se basa en la siguiente serie de pasos para resolver el problema planteado:

- El OM presenta precios para la energía y cada uno de los SC's a considerar, estos precios son dados para cada una de las 24 horas del período de simulación. En la primera iteración estos precios son obtenidos de la intersección de la curva agregada de ofertas para la Energía con la curva de demanda de Energía,

asignando precios iguales a cero para todos los SC's considerados en la simulación (ver Anexo B).

- Con los precios presentados por el O.M. cada generador puede determinar en forma independiente el monto de sus ofertas para Energía, SC, y la operación que les reportará un mayor beneficio al final del período de 24 horas, todo esto a través del uso de programación dinámica hacia adelante, considerando restricciones intertemporales en su decisión.
- El O.M. analiza el resultado de las ofertas realizadas por el conjunto de generadores para cada una de las horas del período simulado. Si las ofertas realizadas en determinada hora no coinciden con las demandas para el Mercado Básico o de algún SC, será necesario realizar un ajuste en los precios para esa hora, precios que serán presentados a los generadores en la próxima iteración junto con los precios para todo el período (24 horas).
- Si las ofertas realizadas en cierta hora coinciden tanto con la demanda para el Mercado Básico como con la demanda de SC's, entonces no será necesario ajustar de precios que son presentados a los generadores en la siguiente iteración, durante esa hora.
- Se realiza entonces un proceso iterativo entre precios y ofertas entregados por el OM y los generadores respectivamente. Este proceso se realiza hasta que el OM logra que las ofertas realizadas por los generadores igualen las demandas para cada una de las 24 horas del período de simulación.
- Una vez alcanzado el equilibrio para el período de simulación, el OSIS procede verificando si la operación planteada es factible de realizar sin que se violen las capacidades máximas de transmisión por las distintas líneas que conforman la red. En caso de violarse la restricción de transmisión por determinada línea, se procede a limitar la generación de todos aquellos generadores que contribuyen al flujo por esa línea.
- Se vuelve a realizar las iteraciones entre el O.M. y los Generadores en la búsqueda de un nuevo equilibrio que no viole las restricciones de transmisión, de acuerdo a los montos máximos a que se limita la oferta de determinados generadores.

El esquema de la Figura 4.2 muestra el diagrama de bloque del programa, donde se puede ver la aplicación de cada uno de los pasos en la búsqueda de un

predespacho a mínimo costo, considerando competencia y restricciones en la transmisión.

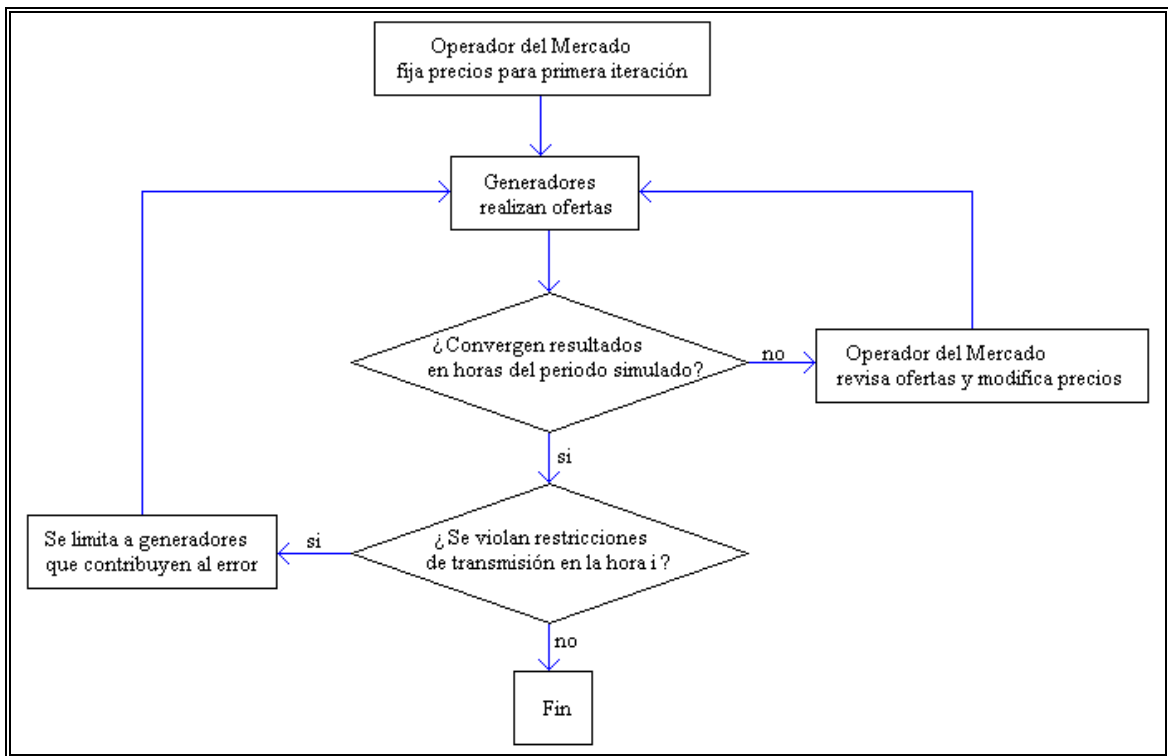


Figura 4.2: Diagrama de bloque de la ejecución del programa

V APLICACIÓN DEL MODELO PROPUESTO

El desarrollo teórico descrito en el capítulo anterior, se ha plasmado en un algoritmo computacional cuyo detalle se presenta en el Anexo A. El presente capítulo muestra los resultados de ejecutar tal algoritmo a un sistema ficticio que considera 20 unidades generadoras con sus respectivas curvas de costos, tiempos mínimos y máximos de operación, costos de partida, límites de generación y rampas incrementales de generación. Todos ellos se encuentran inmersos en una red de transmisión (Figura 2.2) con capacidades máximas por las líneas. Las características del sistema simulado se presentan en el Anexo C.

A continuación se presentan los resultados en operación y costos que provienen de ejecutar el modelo desarrollado bajo distintos escenarios, los que se diferencian básicamente en el número de SC considerados.

5.1 Subasta para el Mercado Básico de Energía

Este escenario considera subasta para el mercado de la Energía sin considerar la existencia de SC. A continuación se presenta un resumen de los resultados obtenidos a medida que aumenta el número de iteraciones.

i) Iteración N°1

Los precios iniciales para la Energía en cada una de las 24 horas son obtenidos mediante el proceso explicado en el Anexo B, correspondiendo estos a los precios con que se comienza el proceso de subastas.

La siguiente gráfica (Figura 5.1.1) muestra el resultado de la primera de las iteraciones en el proceso de ofertas realizadas por el conjunto de generadores participantes.

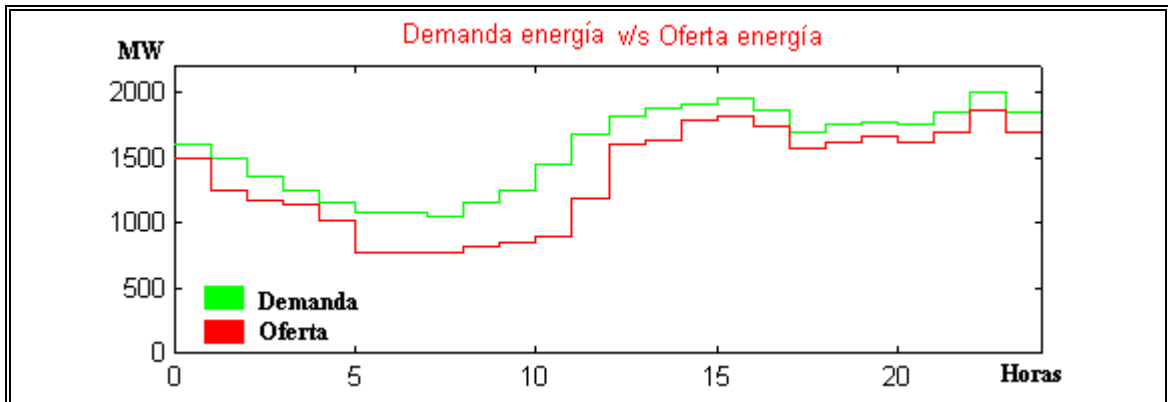


Figura 5.1.1: Primera iteración en el proceso de convergencia

Como se puede apreciar, esta primera aproximación en precios no es buena debido a la gran diferencia existente entre las ofertas y demandas de energía (Mercado Básico) para cada una de las 24 horas del período simulado.

ii) Iteración N°12

El resultado de la iteración N°12 se puede ver en la Figura 5.1.2, apreciándose una gran aproximación al resultado esperado, es decir, que las ofertas provenientes de las unidades generadoras igualen a las demandas en cada una de las horas del período.

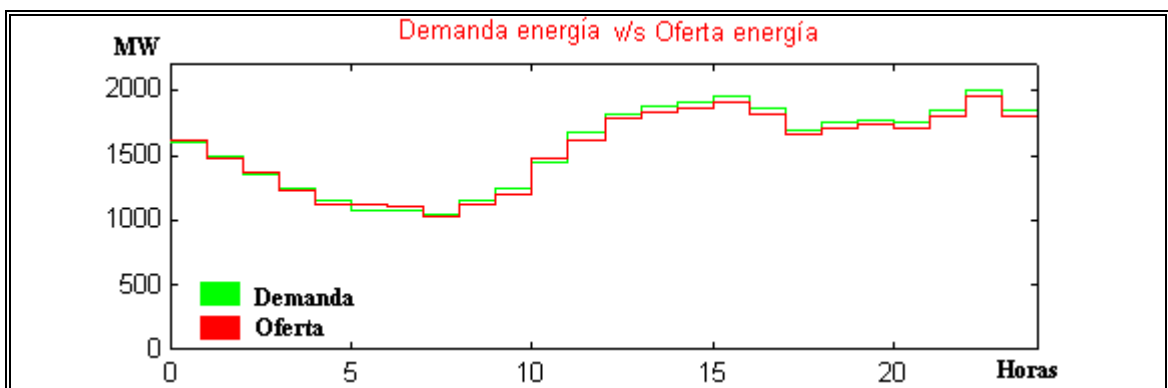


Figura 5.1.2: Iteración N°12 en el proceso de convergencia

Como se puede apreciar el resultado obtenido luego de doce iteraciones ya es aceptable en base al criterio adoptado en este trabajo. En la Tabla 5.1.1 se pueden apreciar el porcentaje de error existente entre oferta y demanda para cada una de las horas del período simulado.

Tabla 5.1.1: Error porcentual entre oferta y demanda en iteración N°12

Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	1.14	7	4.10	13	-1.85	19	-2.38
2	-1.83	8	-2.11	14	-2.19	20	-2.04
3	1.22	9	-2.27	15	-2.24	21	-2.43
4	-1.85	10	-3.75	16	2.25	22	-2.79
5	-1.84	11	2.16	17	-2.13	23	-2.56
6	3.41	12	3.30	18	-2.02	24	-2.84

iii) Iteración N°24

El resultado de la iteración N°24 se puede ver en la Figura 5.1.3, siendo este resultado el final por considerarse el error (Tabla 5.1.2) demasiado pequeño para seguir iterando.

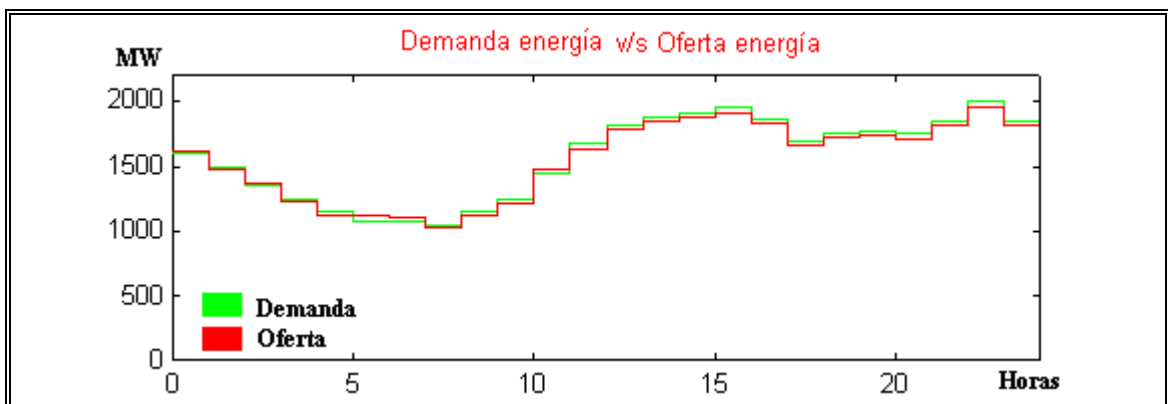


Figura 5.1.3: Iteración N° 24 en el proceso de convergencia

Tabla 5.1.2: Error porcentual entre oferta y demanda en iteración N°24

Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	1.14	7	4.10	13	-1.85	19	-2.38
2	-1.83	8	-2.11	14	-2.19	2	-2.04
3	1.22	9	-2.27	15	-2.24	21	-2.43
4	-1.85	10	-3.75	16	2.25	22	-2.79
5	-1.84	11	2.16	17	-2.13	23	-2.56
6	3.41	12	-3.30	18	-2.02	24	-2.84

El costo de operar el sistema con los precios que logran el equilibrio entre la oferta y la demanda para el problema planteado en este punto es de 126207 unidades monetarias, correspondiendo al resultado del despacho ideal, es decir, sin considerar restricciones de transmisión.

iv) Despacho real

Una vez obtenido el despacho ideal, se procede a determinar el despacho real, es decir, aquel despacho que considera las restricciones de transmisión del sistema, para ello se determinan los flujos por cada línea considerando márgenes para transmitir si fuese necesario los requerimientos de SC's. Comparando finalmente tales flujos con las restricciones de flujo máximo por las líneas del sistema, en caso de violarse alguna restricción se procede a realizar un ajuste en las potencias máximas que pueden entregar ciertos generadores, de modo de evitar nuevas violaciones a las restricciones existentes.

En este escenario, con el despacho ideal ya resuelto y por no existir demanda de SC's, los flujos por las distintas líneas de la red de transmisión no violan sus límites en ninguna de las horas, por lo tanto hemos logrado despacho real para este escenario.

La Figura 5.1.4 muestra la evolución de los precios para cada una de las horas a medida que aumenta el número de iteraciones. Se puede apreciar que estos

precios se mantienen prácticamente constantes durante las últimas iteraciones, por lo que se estima finalizado el proceso iterativo.

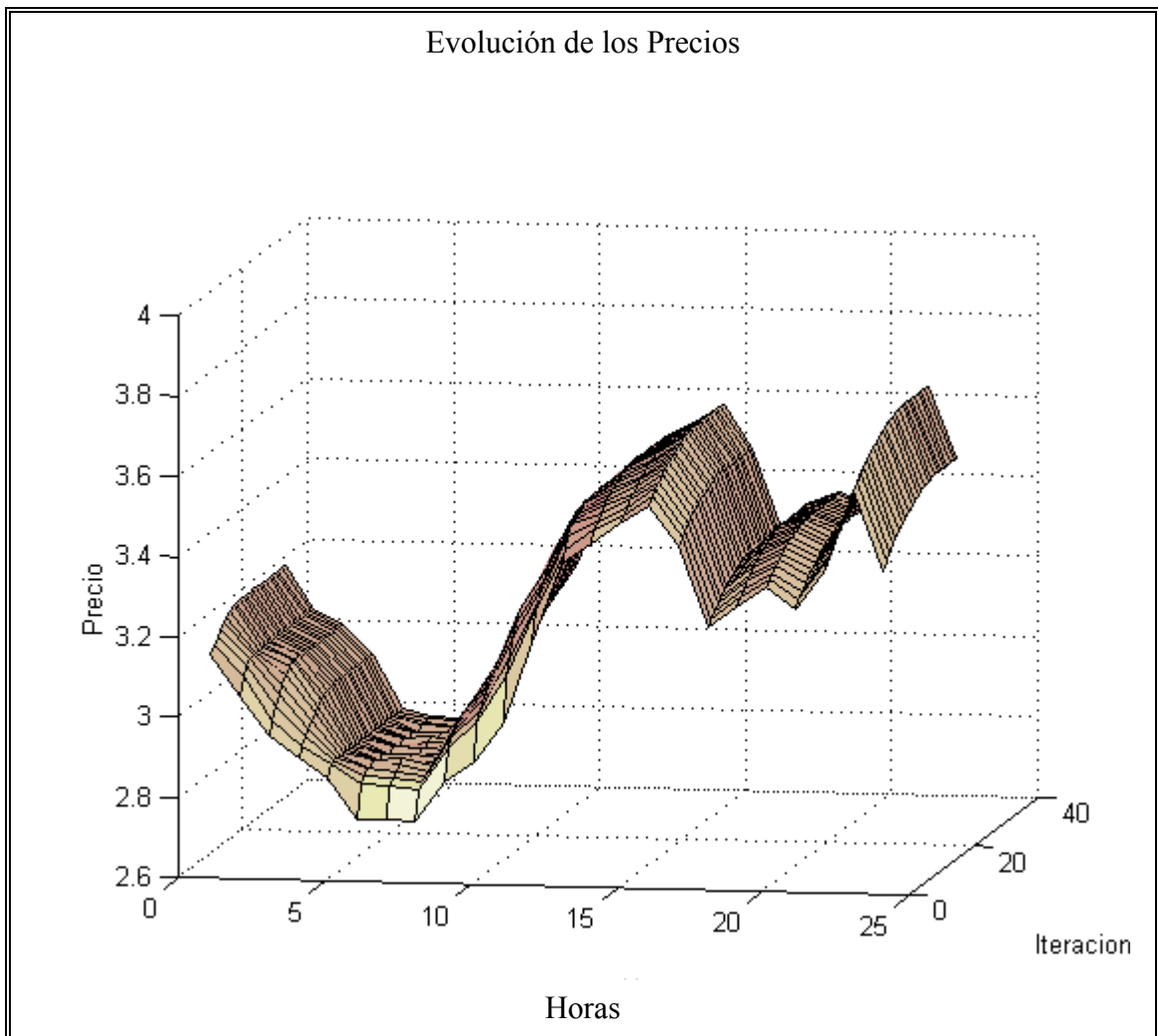


Figura 5.1.4: Evolución del precio

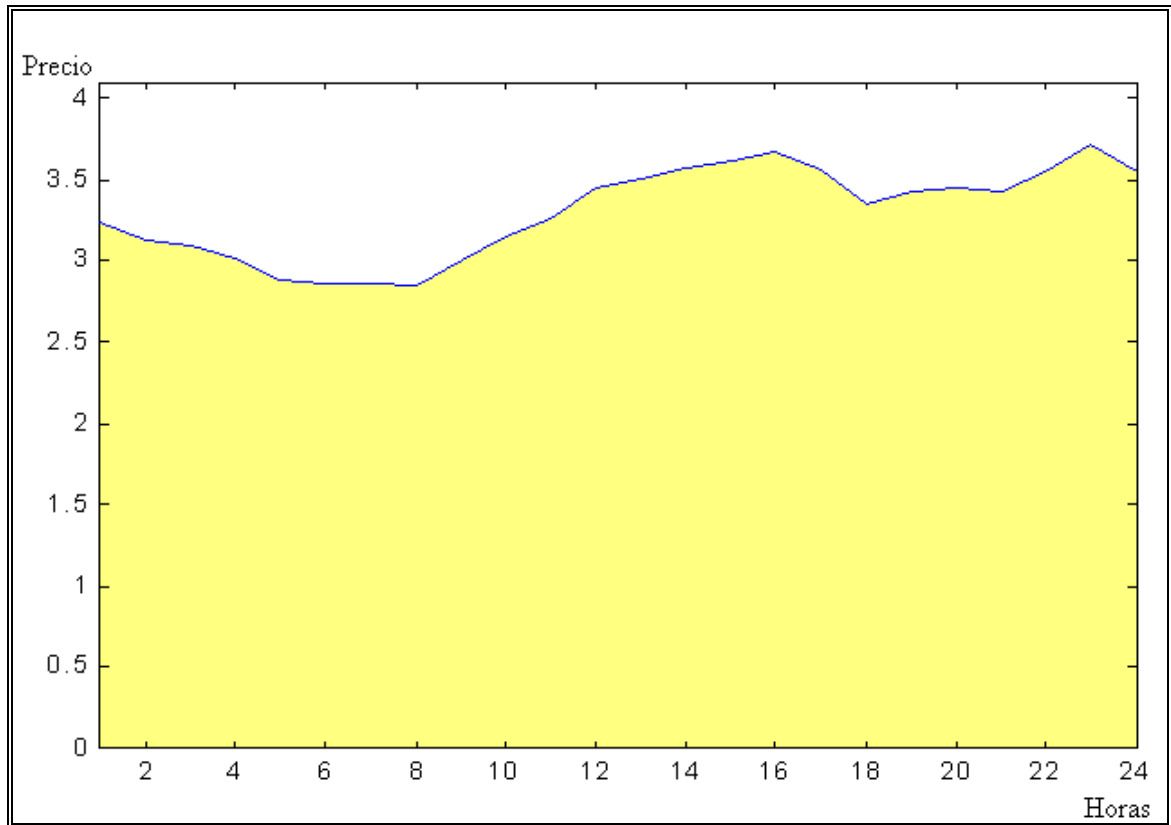


Figura 5.1.5: Precios finales para el Mercado Básico

La Figura 5.1.6 muestra la evolución porcentual del error existente entre oferta y demanda para cada una de las horas simuladas a medida que aumenta el número de iteraciones realizadas, si bien pueden existir oscilaciones en el error observado durante ciertas horas del período, estas oscilaciones se deben a cambios demasiado pequeños en las señales de precios entregadas a las unidades generadoras, es por esto que el sistema se considera igualmente en equilibrio.

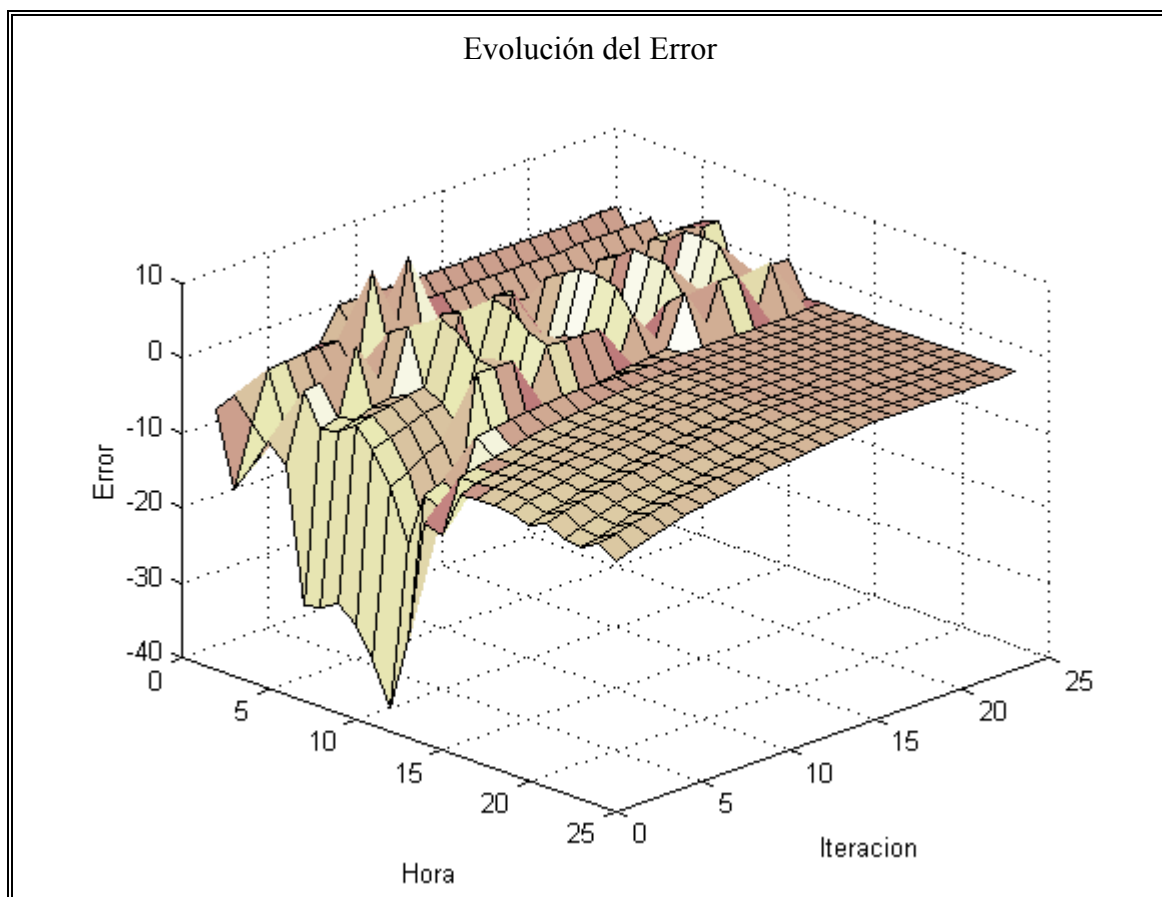


Figura 5.1.6: Evolución del error porcentual entre Oferta y Demanda

5.2 Subasta para el Mercado Básico de Energía y un SC

El siguiente escenario considera la existencia de un tipo de reserva sincronizada (Reserva Sincronizada Primaria), de esta forma se podrá comparar el aumento en costos que significa aumentar la seguridad del sistema.

El nivel de demanda para la Reserva Sincronizada Primaria en este ejemplo se asume corresponde al 3% de la demanda de energía necesaria para suplir el Mercado Básico en cada una de las horas del período, se asume además un factor de probabilidad del 80% de requerir esta reserva en tiempo real, para más detalles referentes a características de unidades, demandas, y SC's en este ejemplo ver Anexo C.

Para comenzar con el proceso de iteraciones se estima un precio inicial para el que se transa la energía en el Mercado Básico en cada una de las horas del período, la obtención de este precio inicial es explicada en detalle en el Anexo B, asignándose un precio igual a cero para la Reserva Sincronizada Primaria en cada una de las horas de simulación. Es por esto que las ofertas de este SC son nulas durante las primeras iteraciones como se puede apreciar en la Figura 5.2.1.

i) Iteración N°1

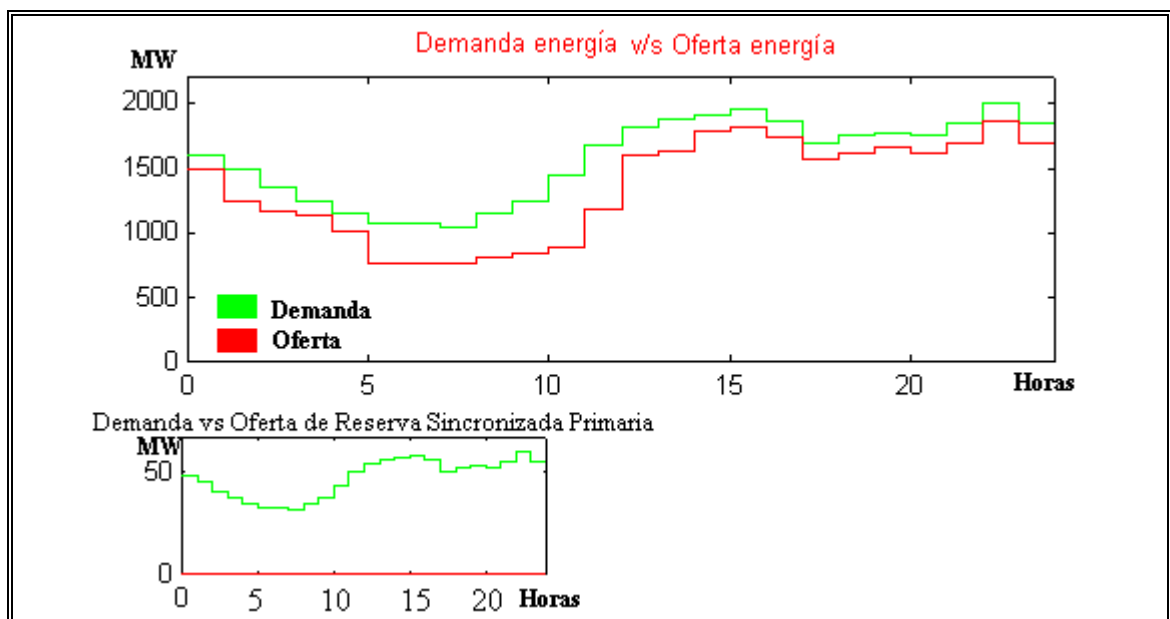


Figura 5.2.1: Primera iteración en el proceso de convergencia

ii) Iteración N°12

Luego de realizadas doce iteraciones en el proceso de convergencia hacia la solución definitiva, se puede apreciar una aproximación que ya es aceptable en base al criterio adoptado en este trabajo (Figura 5.2.2) tanto para el Mercado Básico de Energía como para el mercado de la Reserva Sincronizada Primaria.

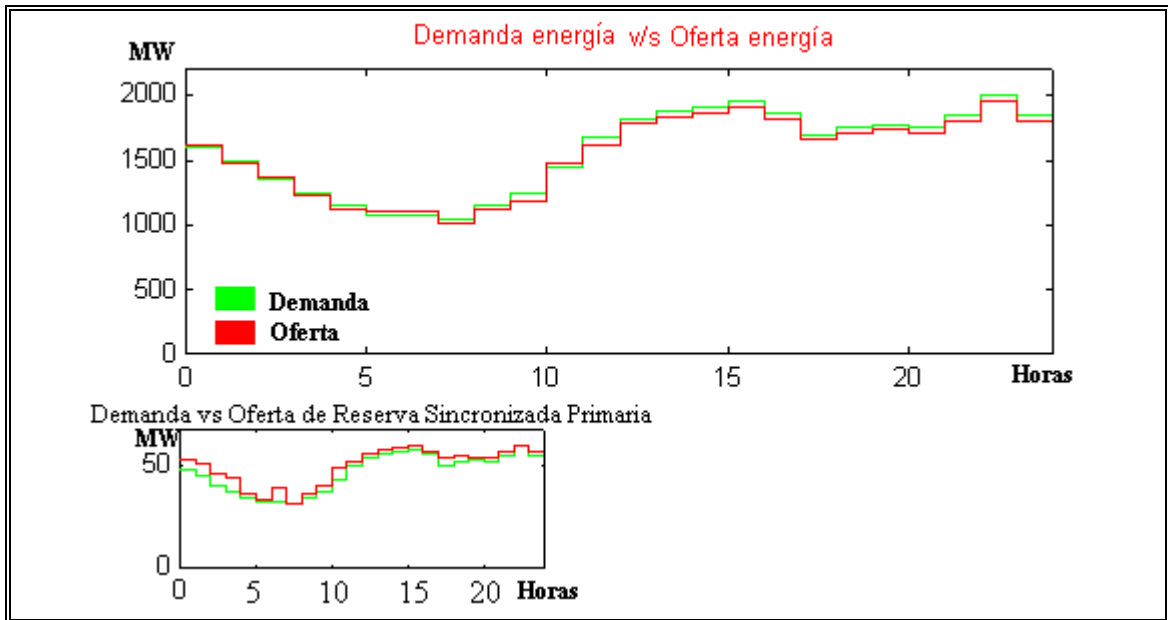


Figura 5.2.2: Iteración N°12 en el proceso de convergencia

iii) Iteración N°24

Luego de realizadas 24 iteraciones, el resultado ya es bastante satisfactorio en base al criterio adoptado en este trabajo (Figura 5.2.3) por lo que se decide culminar con el proceso de iteraciones, resultando en un pago a generadores producto de ofertas y precios de equilibrio de 127504.48 unidades monetarias.

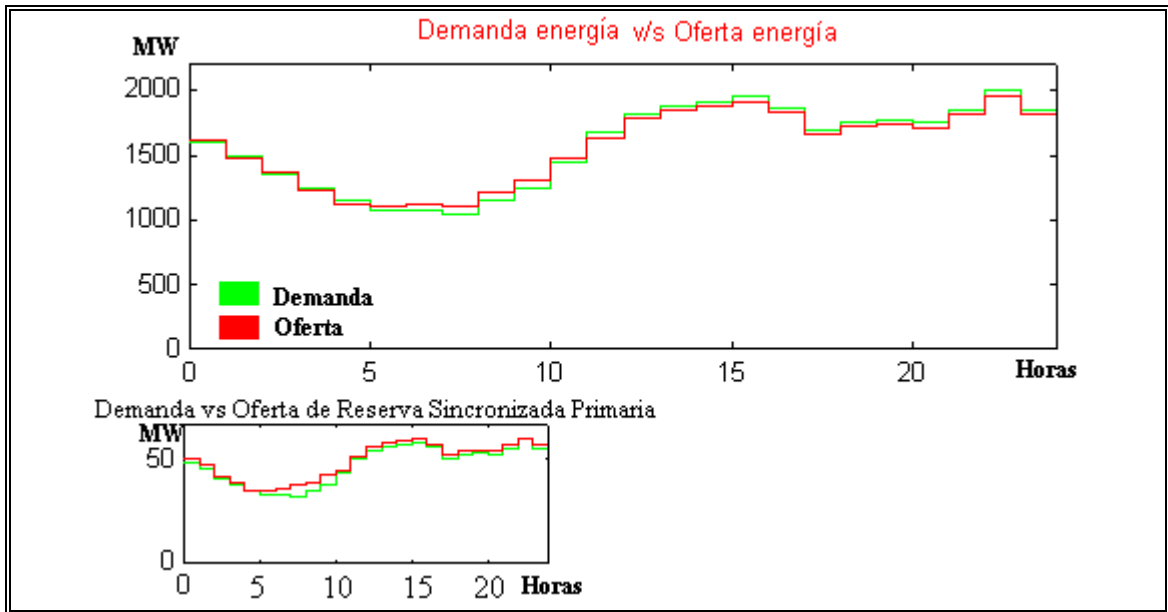


Figura 5.2.3: Iteración N°24 en el proceso de convergencia

El proceso iterativo seguido hasta este punto ha resuelto el despacho ideal de unidades, de esta forma tanto la demanda para el Mercado Básico como la demanda de Reserva Sincronizada Primaria son satisfechas en forma satisfactoria. La Figura 5.2.4 muestra la evolución de precios para despejar el mercado Básico de energía observando un equilibrio en los precios al terminar el proceso iterativo, lo mismo ocurre en la evolución de los precios para el mercado de la Reserva Sincronizada Primaria (Figura 5.2.5).

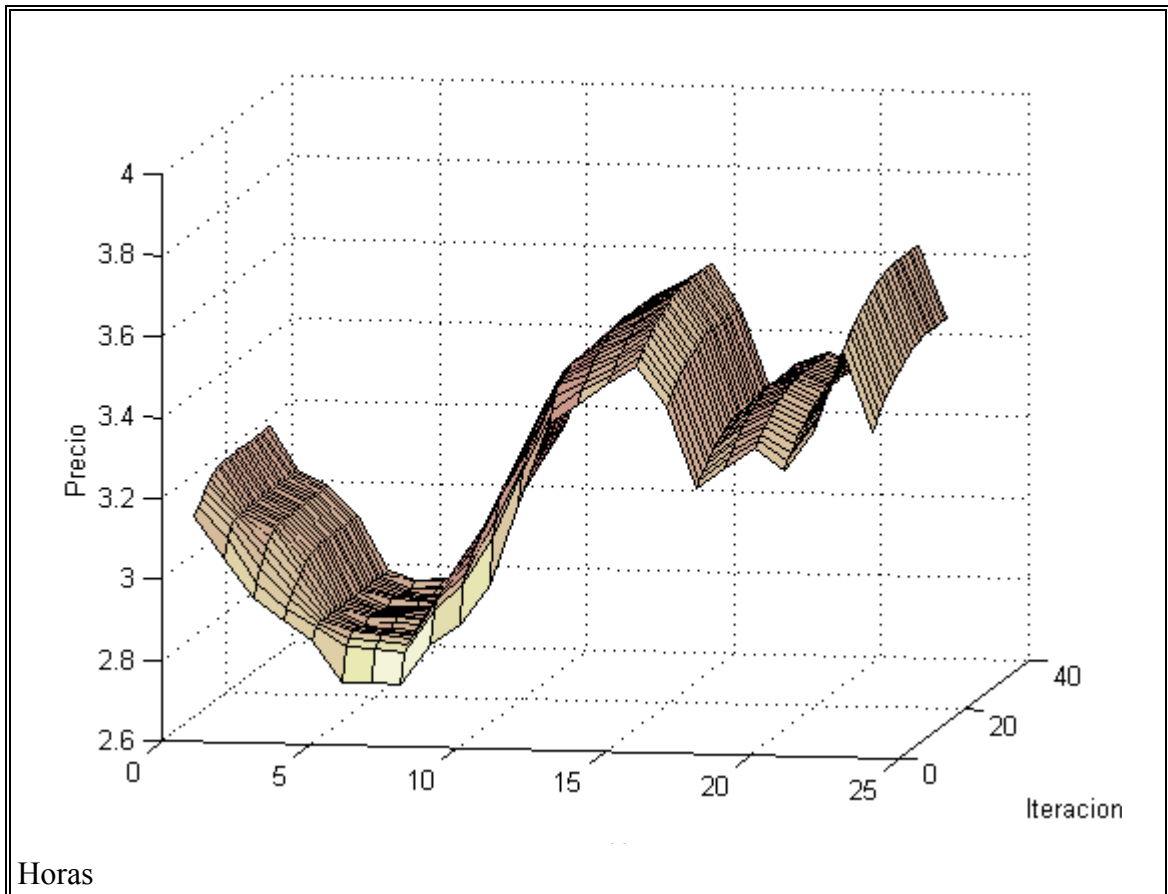


Figura 5.2.4: Evolución de precios para el Mercado Básico

El error porcentual entre oferta y demanda que se utiliza en este trabajo se define como $100 \cdot (\text{Oferta} - \text{Demanda}) / \text{Demanda}$. La Tabla 5.2.1 muestra el error existente en el Mercado Básico de Energía en cada una de las horas del período, realizadas 24 iteraciones.

Tabla 5.2.1: Error entre oferta y demanda en el Mercado Básico

Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	1.14	7	4.47	13	-1.85	19	-1.93
2	-1.84	8	5.85	14	-1.97	20	-1.84
3	1.18	9	5.98	15	-1.84	21	-1.98
4	-1.83	10	5.12	16	-1.85	22	-1.89
5	-1.83	11	1.96	17	-1.93	23	-1.96
6	3.27	12	-2.13	18	-1.81	24	-1.94

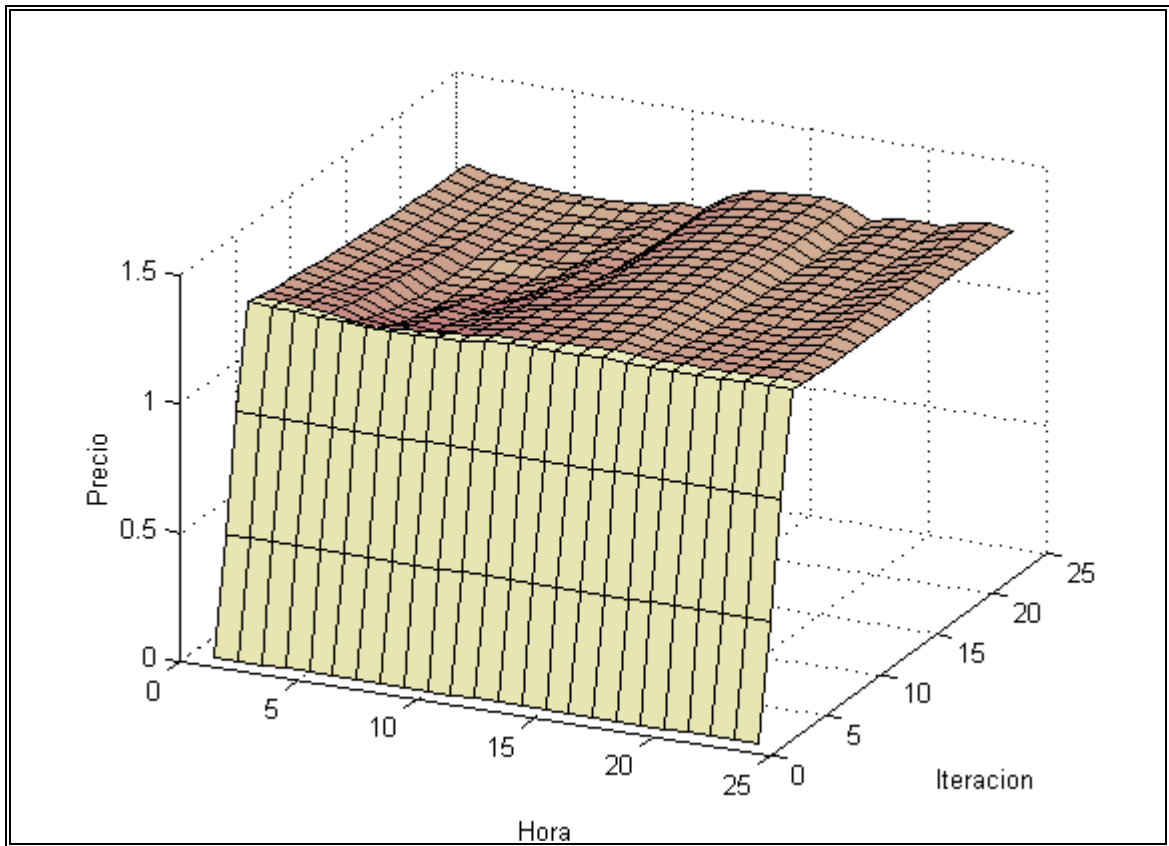


Figura 5.2.5: Evolución de precios para el mercado de Reserva Sincronizada Primaria

La Tabla 5.2.2 muestra el error existente entre la oferta y la demanda para el Mercado de Reserva Sincronizada Primaria en cada una de las horas del período, realizadas 24 iteraciones.

Tabla 5.2.2: Error en el Mercado de Reserva Sincronizada Primaria.

Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	3.95	7	9.50	13	2.50	19	2.93
2	4.34	8	18.1	14	2.50	20	2.38
3	2.24	9	12.54	15	2.92	21	2.90
4	2.57	10	13.31	16	2.58	22	2.83
5	0.34	11	2.79	17	2.84	23	-0.36
6	6.94	12	1.80	18	2.92	24	2.73

iv) Despacho Real

El resultado obtenido por el despacho ideal no considera la existencia de restricciones de transmisión. Se aprecia que esta solución (despacho ideal) viola el flujo máximo de potencia por la línea que conecta las B1 y B4 (310 MW) para las horas 16 y 23 de operación tal como se ve en la Figura 5.2.6.

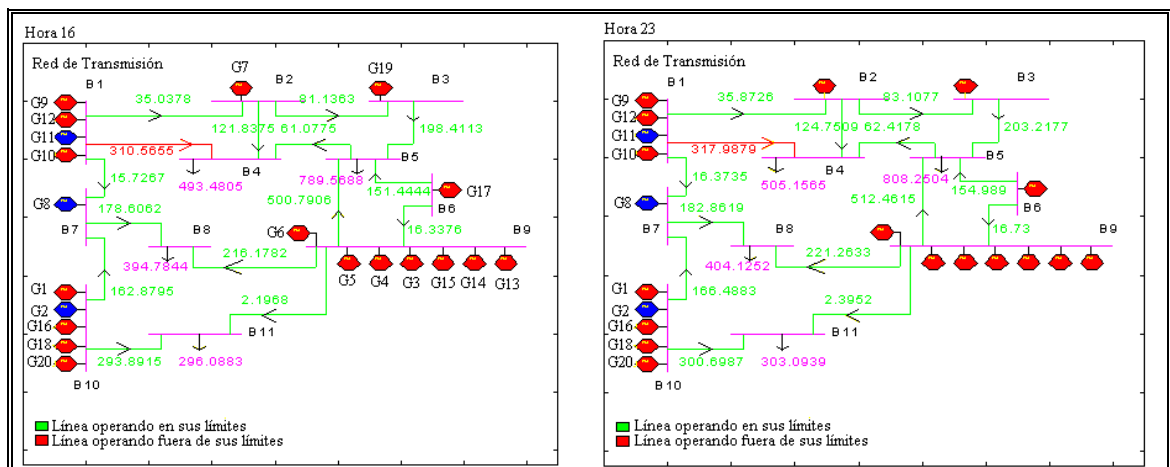


Figura 5.2.6: Violación de restricciones de transmisión

v) Iteración N°12

Luego de la corrección realizada sobre las potencias máximas ofertadas por los generadores que contribuyen al error en la línea que une las barra B1 y B4, se logra nuevamente el equilibrio del sistema pasadas 12 iteraciones. Finalmente esta operación abastece las demandas existentes y respeta los límites de transmisión impuestos (Figura 5.2.7), resultando en un costo total de operación de 127590.48 unidades monetarias, este aumento en costo se debe al aumento en los precios para el Mercado Básico como para el de Reserva Sincronizada Primaria respecto de los precios obtenidos por el despacho ideal (Figura 5.2.8). Finalmente la Figura 5.2.9 muestra los precios que despejan cada uno de estos mercados en el periodo de 24 horas simulado.

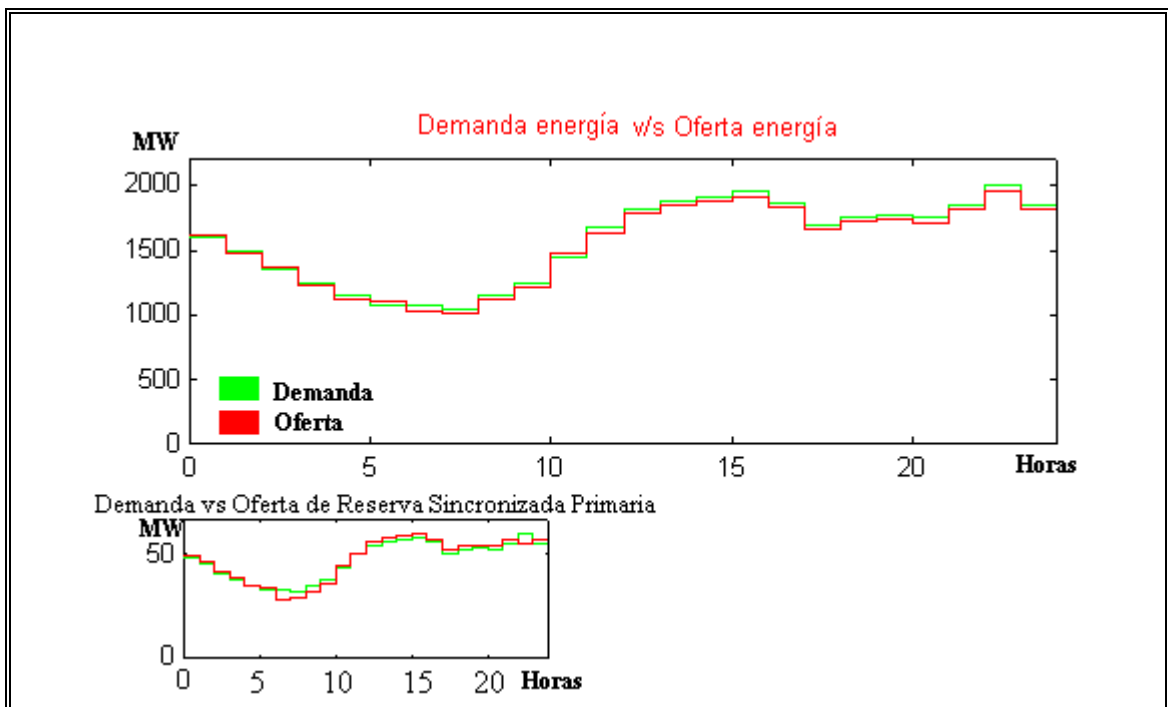


Figura 5.2.7: Iteración N°12 luego de la corrección de flujos

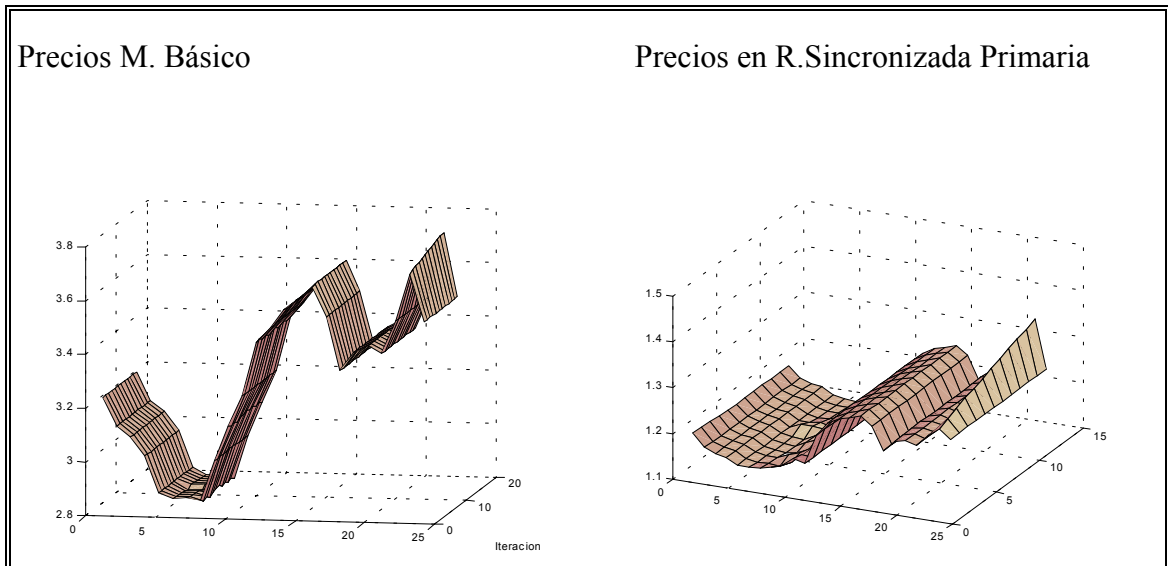


Figura 5.2.8: Evolución de precios en el Despacho Real

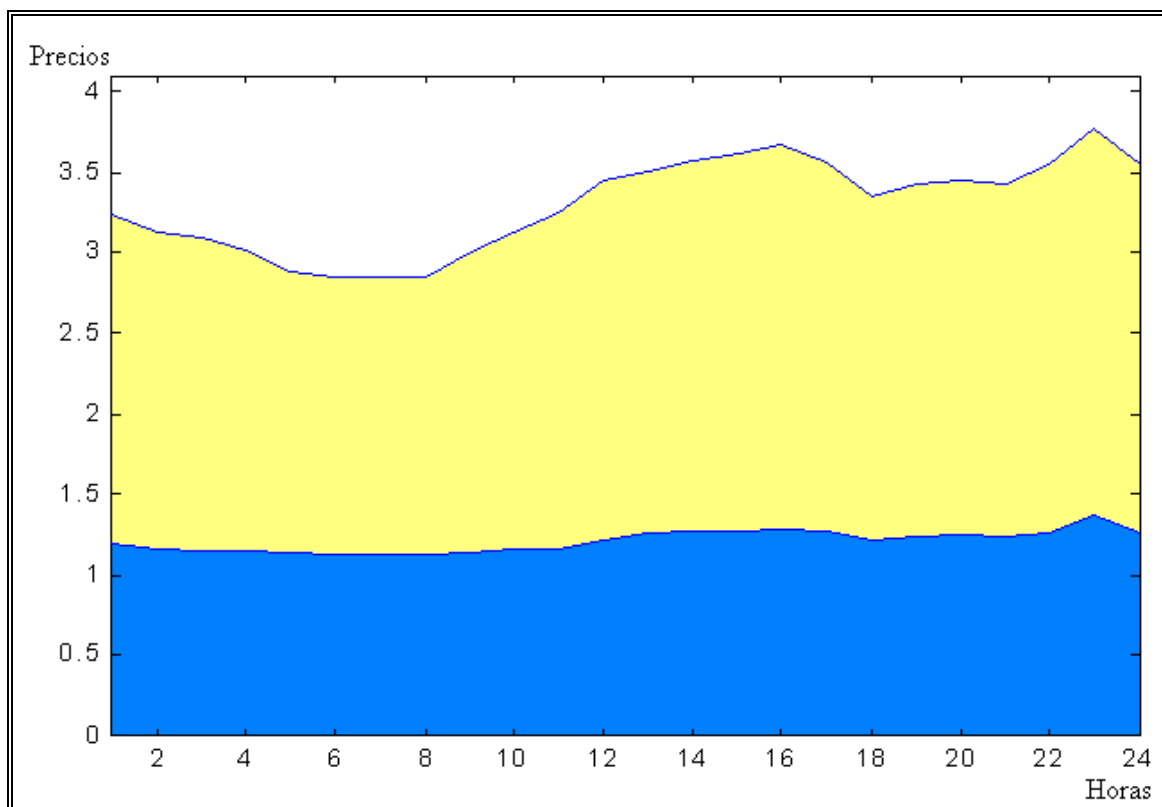


Figura 5.2.9: Precios finales en M. Básico(amarillo) y de R. S. Primaria(azul)

La Figura 5.2.10 muestra la evolución porcentual del error entre oferta y demanda para el Mercado Básico de energía, se puede apreciar que este error oscila en ciertas horas pero esta oscilación no supera el 5%. Estas oscilaciones se producen ante variaciones demasiado pequeñas en el precio, es decir, la operación del sistema es inestable para tales horas, sin embargo, el precio a que se transan ambos productos es muy estable para cada una de las horas del período, por lo que se asume despejado el precio de mercado de ambos productos.

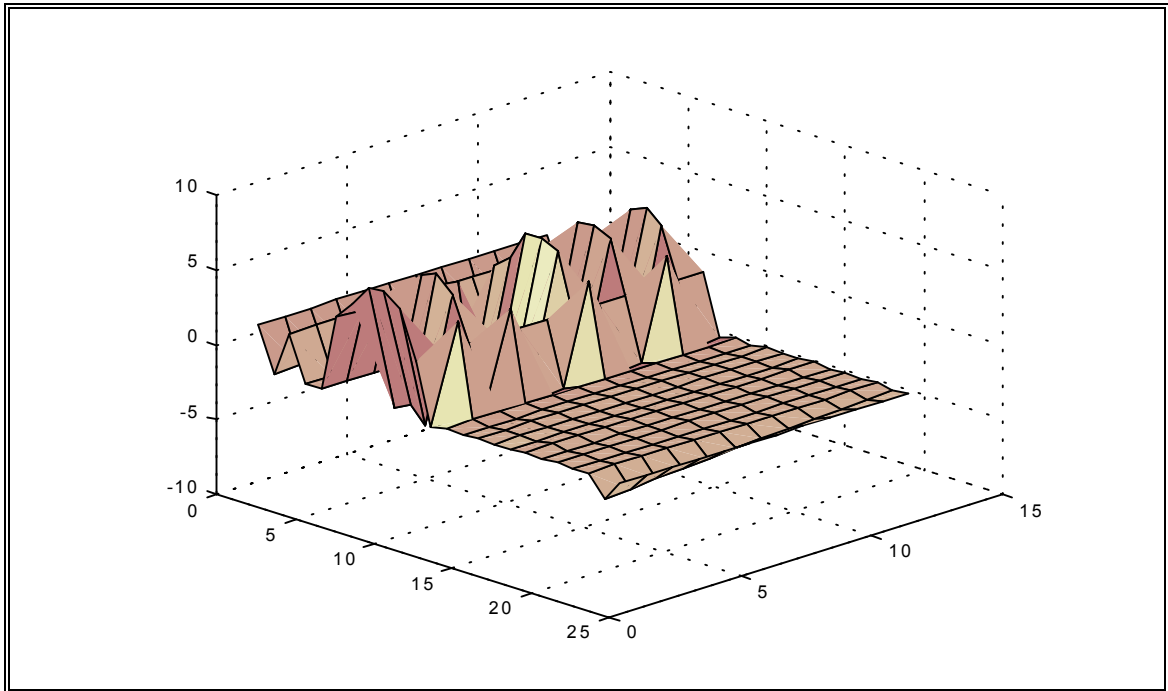


Figura 5.2.10: Evolución del error en Mercado Básico para el despacho real

Los porcentajes de error en cada uno de estos mercados luego de realizado el despacho real se pueden apreciar en la Tabla 5.2.3 para el Mercado Básico y en la Tabla 5.2.4 para el mercado de la Reserva Sincronizada Primaria, como se puede apreciar en ambas tablas, los porcentajes de error existente son relativamente pequeños, hecho por el cual se terminó el proceso iterativo.

Tabla 5.2.3: Error porcentual entre oferta y demanda en Mercado Básico

Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	1.14	7	-4.20	13	-1.85	19	-1.93
2	-1.82	8	-2.80	14	-1.97	20	-1.84
3	1.18	9	-2.08	15	-1.84	21	-1.98
4	-1.83	10	-3.10	16	-1.91	22	-1.89
5	-1.83	11	1.96	17	-1.93	23	-2.07
6	2.79	12	-2.11	18	-1.81	24	-1.94

Tabla 5.2.4: Error porcentual en oferta y demanda de Reserva Sincronizada

Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	2.74	7	-13.88	13	2.50	19	2.93
2	2.43	8	-9.77	14	2.50	20	2.38
3	2.24	9	-7.28	15	2.92	21	2.90
4	2.57	10	-4.77	16	2.51	22	2.83
5	0.34	11	2.79	17	2.84	23	-8.37
6	2.80	12	0.08	18	2.92	24	2.73

5.3 Subasta para el Mercado Básico y la consideración de dos SC's

El siguiente escenario considera un sistema de subastas destinado a abastecer la demanda para el Mercado Básico de Energía considerando la necesidad de abastecer la demanda de dos de las reservas sincronizadas que considera el desarrollo propuesto, es decir, la Reserva Sincronizada Primaria y la Reserva Sincronizada Secundaria. El índice de probabilidad que representa la factibilidad de utilizar en tiempo real tales Reservas será de un 80% para la Reserva Sincronizada Primaria, y de un 20% para la Reserva Sincronizada Secundaria. Las demandas de cada una de estas reservas son respectivamente de un 3%, y de un 4% del total de la demanda de energía para el Mercado Básico. Para más detalles sobre las características de unidades, demandas y restricciones operacionales referirse al Anexo C.

i) Iteración N°12

Realizadas doce iteraciones en el desarrollo del despacho ideal, se obtiene un resultado que se aproxima bastante a lo esperado, es decir, las curvas de ofertas y demandas en los distintos mercados considerados ya son bastante similares (Figura 5.3.1).

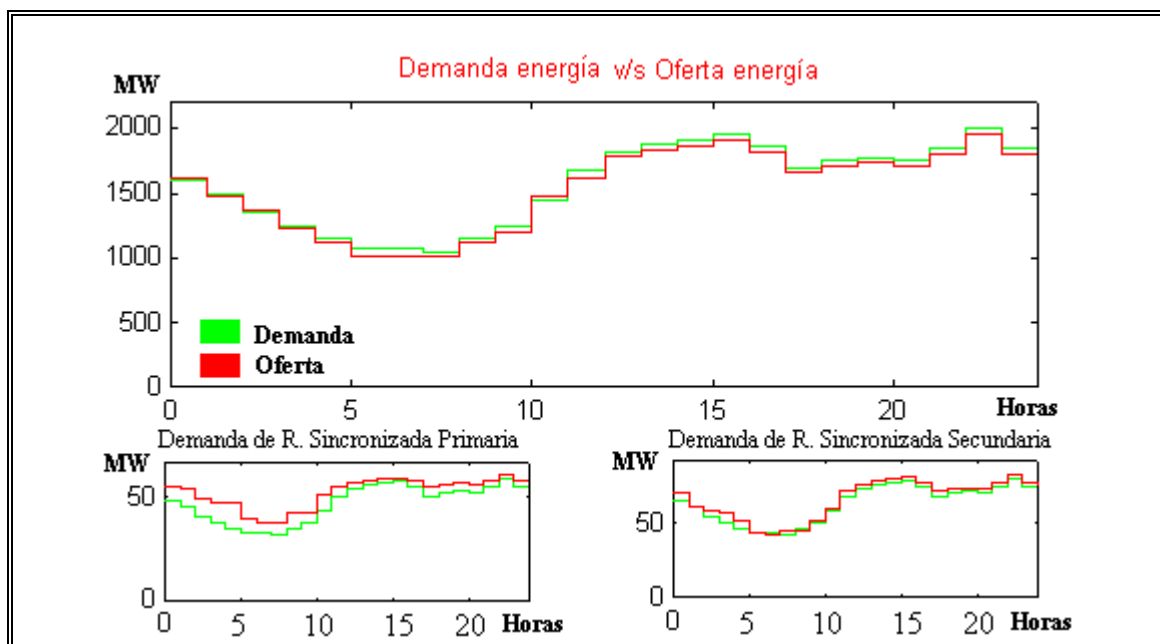


Figura 5.3.1: Curvas de oferta y demanda realizadas 12 iteraciones

Cabe destacar que por el tratamiento especial que se hace entre las ofertas de las distintas ofertas de SC's y que se describe en el capítulo 2.4, implica que la sobreoferta de Reserva Sincronizada Primaria observada en la Figura 5.3.1 forma parte de la oferta de Reserva Sincronizada Secundaria.

ii) Iteración N°24

Realizadas 24 iteraciones se da por terminado el proceso de iteraciones, por considerar la solución obtenida para el despacho ideal (Figura 5.3.2) bastante próxima al resultado esperado, es decir, el error existente entre todas las curvas de ofertas y demanda es muy pequeño. El costo por pago a generadores producto de los precios de equilibrio al que se transa cada uno de los productos es de 128047.19 unidades monetarias.

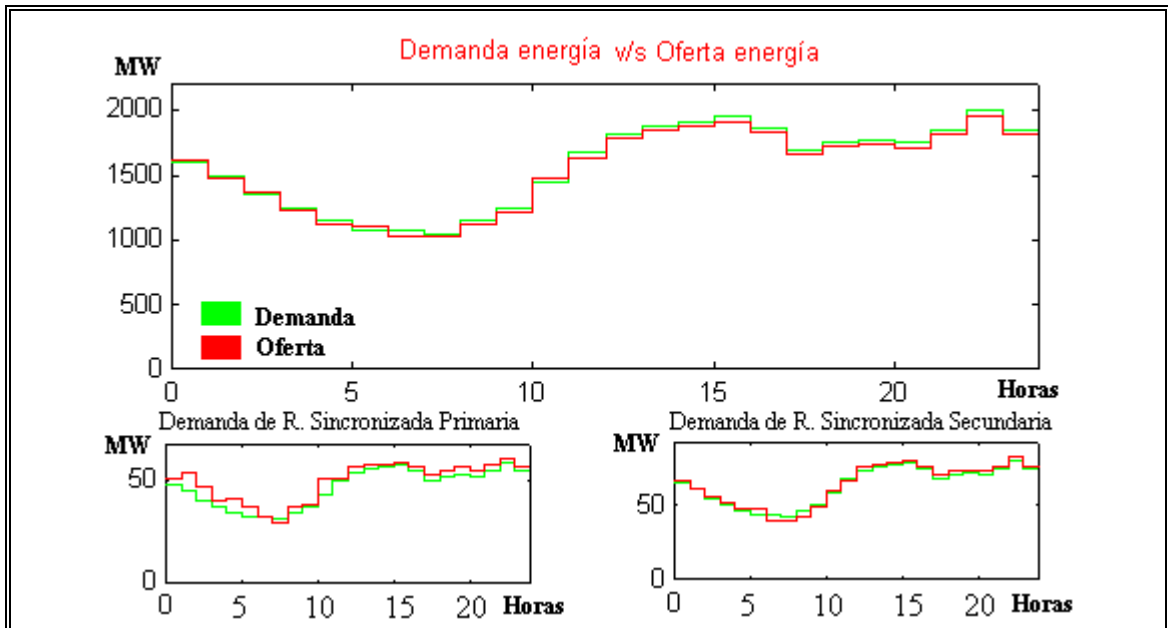


Figura 5.3.2: Curvas de oferta y demanda realizadas 24 iteraciones

La diferencia existente entre ofertas y demandas para el Mercado Básico de Energía en cada una de las 24 horas del período simulado, se puede apreciar en la Tabla 5.3.1.

Tabla 5.3.1: Error porcentual entre oferta y demanda en Mercado Básico

Error porcentual por hora en Mercado Básico de Energía							
Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	1.14	7	-3.61	13	-1.85	19	-1.93
2	-1.83	8	-2.14	14	-1.98	20	-1.84
3	1.16	9	-1.96	15	-1.83	21	-1.98
4	-1.82	10	-1.95	16	-1.85	22	-1.89
5	-1.83	11	1.90	17	-1.92	23	-1.96
6	-5.16	12	-2.26	18	-1.81	24	-1.94

La diferencia existente entre ofertas y demandas para los Mercados de Reserva Sincronizada Primaria y Secundaria en cada una de las 24 horas del período simulado, se puede apreciar en la Tabla 5.3.2.

Tabla 5.3.2: Error porcentual entre oferta y demanda en Mercado de SC's

Error porcentual por hora en Mercado de Reserva Sincronizada Primaria										
Hora	% error		Hora	% error		Hora	% error		Hora	% error
1	0		7	0		13	0		19	0
2	0		8	0		14	0		20	0
3	0		9	0		15	0		21	0
4	0		10	0		16	0		22	0
5	0		11	0		17	0		23	0
6	-4.53		12	0		18	0		24	0
Error porcentual por hora en Mercado de Reserva Sincronizada Secundaria										
Hora	% error		Hora	% error		Hora	% error		Hora	% error
1	2.94		7	10.48		13	2.85		19	2.85
2	-0.06		8	11.34		14	1.92		20	2.01
3	2.78		9	12.87		15	1.96		21	2.85
4	1.98		10	-0.31		16	1.49		22	2.44
5	2.76		11	2.31		17	1.84		23	2.77
6	-8.63		12	-1.63		18	2.77		24	2.42

La evolución de los precios a medida que se van desarrollando las iteraciones, nos muestra como los precios convergen a un valor que será el precio de equilibrio para cada una de las horas del período. La Figura 5.3.3 muestra como convergen los precios para el Mercado Básico de Energía.

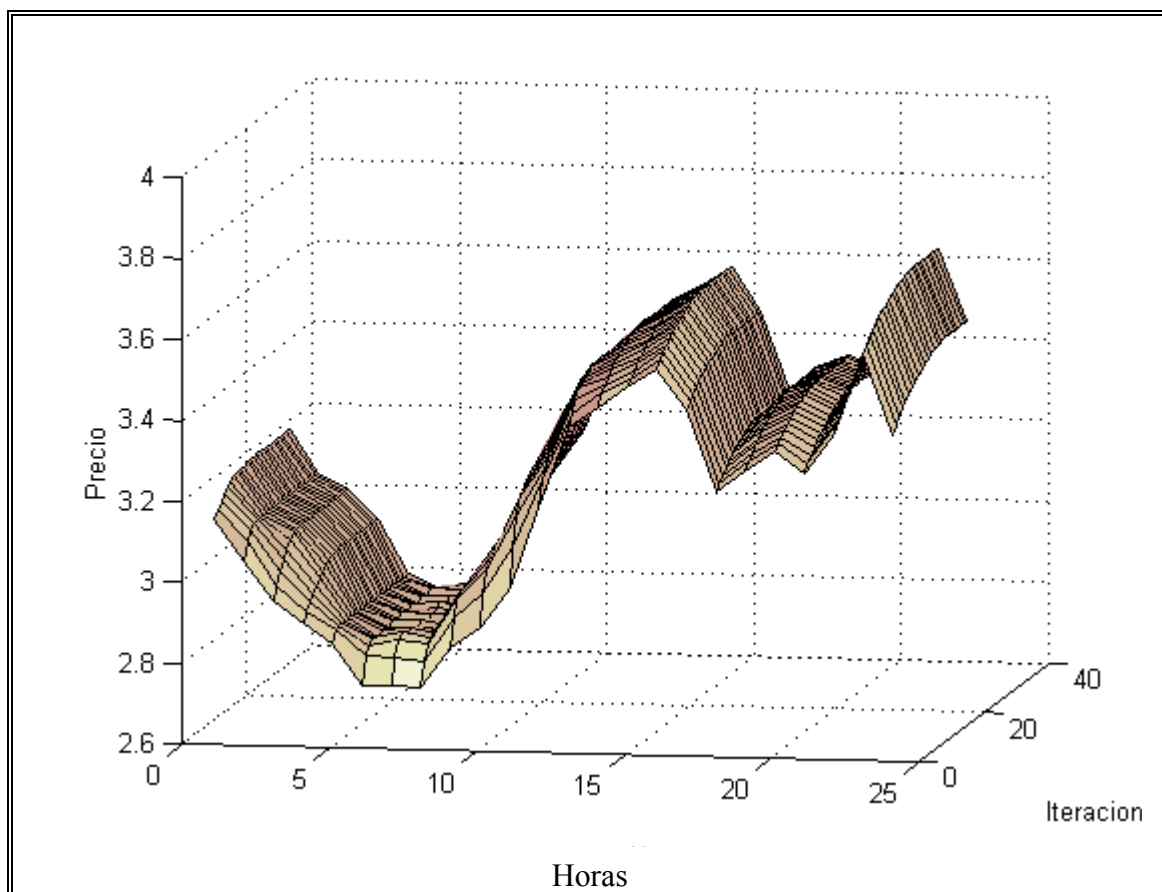


Figura 5.3.3: Evolución del precio en Mercado Básico por hora

La Figura 5.3.4 muestra como convergen los precios para el Mercado de Reserva Sincronizada Primaria al realizar el despacho ideal del sistema.

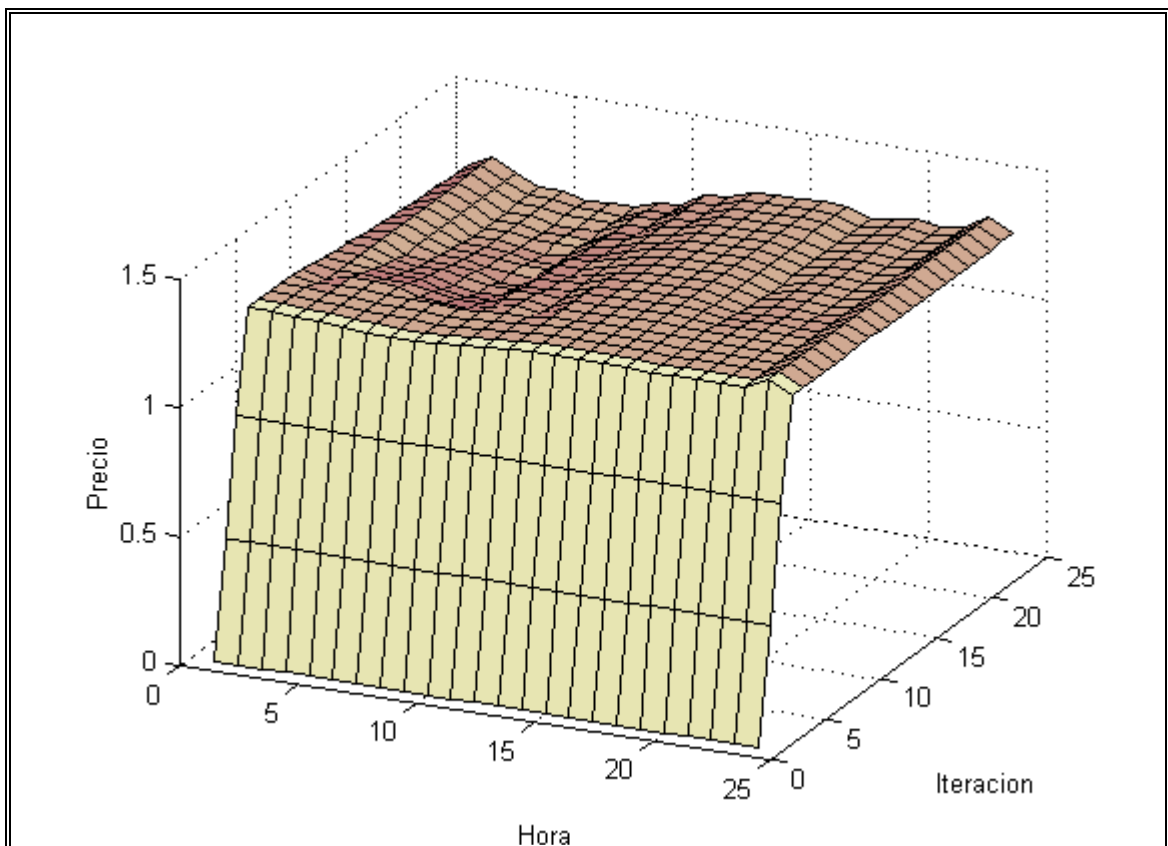


Figura 5.3.4: Evolución del precio en Mercado de R. Sincronizada Primaria

La Figura 5.3.5 muestra como convergen los precios para el Mercado de Reserva Sincronizada Secundaria al realizar el despacho ideal del sistema.

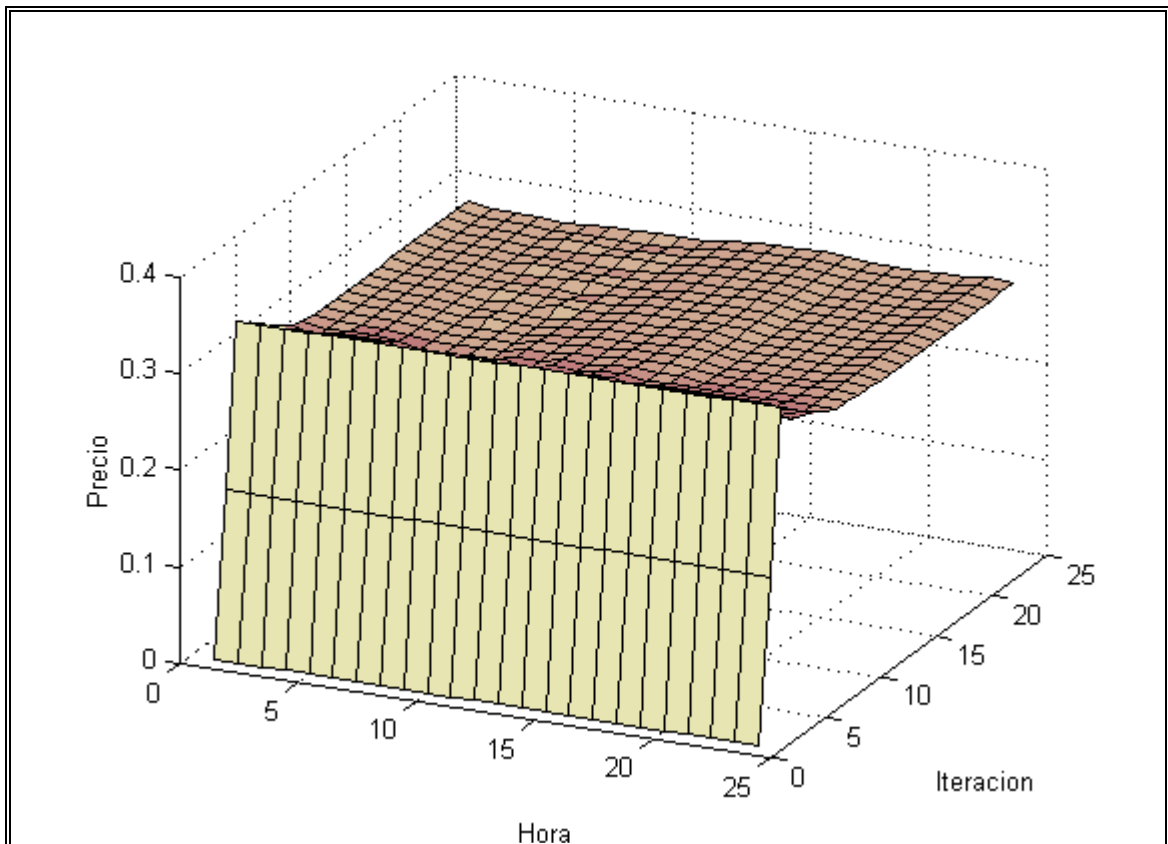


Figura 5.3.5: Evolución del precio en Mercado de R. Sincronizada Secundaria

iii) Despacho Real del Sistema

El resultado obtenido por el despacho ideal no considera la existencia de restricciones de transmisión, esta solución (despacho ideal) viola el flujo máximo de energía por la línea que conecta las B1 y B4 (310 MW) para las horas 14, 15, 16 y 23 de operación como se puede apreciar en la Figura 5.3.6.

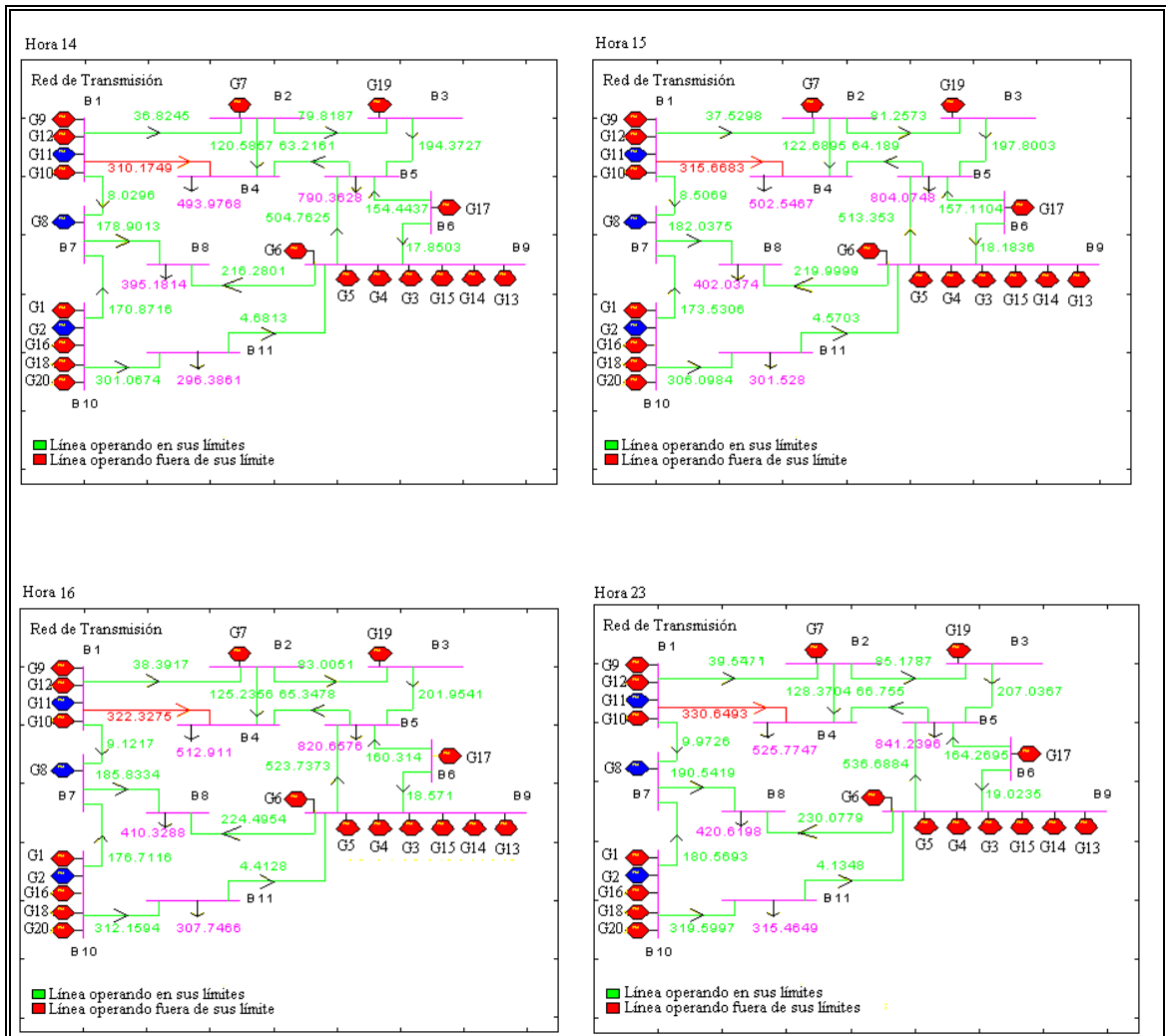


Figura 5.3.6: Violación de límites de transmisión

iv) Iteración N°18

Luego de la corrección realizada sobre las potencias máximas ofertadas por los generadores que contribuyen al error en la línea que une las barra B1 y B4, se alcanza nuevamente el equilibrio del sistema pasadas 18 iteraciones. Finalmente esta operación abastece las demandas existentes y respeta los límites de transmisión impuestos (Figura 5.3.7), resultando en un costo total de operación de 128425.89 unidades monetarias, el aumento en costo respecto del costo obtenido para el

despacho ideal se debe al aumento en los precios de equilibrio tanto para el Mercado Básico como para el Mercado de SC's.

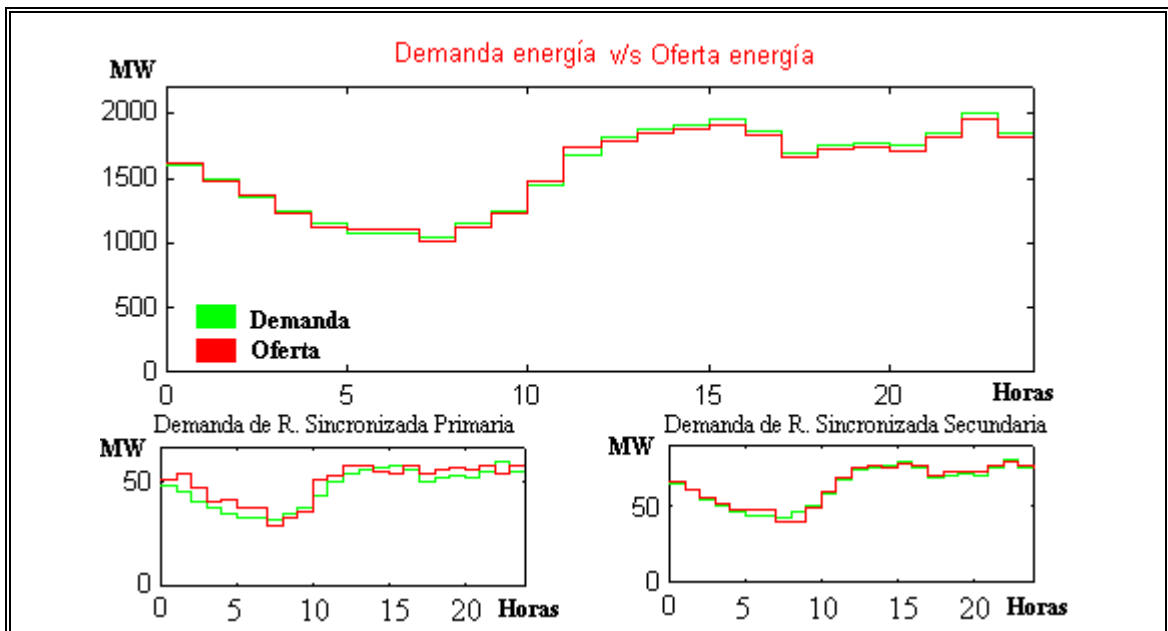


Figura 5.3.7: Iteración 18 al resolver el despacho real del sistema

La Figura 5.3.8 muestra la evolución de precio para el Mercado Básico de energía partiendo en la iteración N°1 con los precios proveniente del despacho ideal del sistema. En la figura se puede apreciar el aumento en el precio para el Mercado Básico particularmente en las horas 14, 15, 16 y 23 de esta forma unidades más caras proveerán el déficit ocasionado por la corrección de las ofertas máximas que pueden realizar las unidades generadoras que contribuyen a la saturación de la línea de transmisión en tales horas. El proceso termina en la iteración N° 18 debido a la estabilización de los precios.

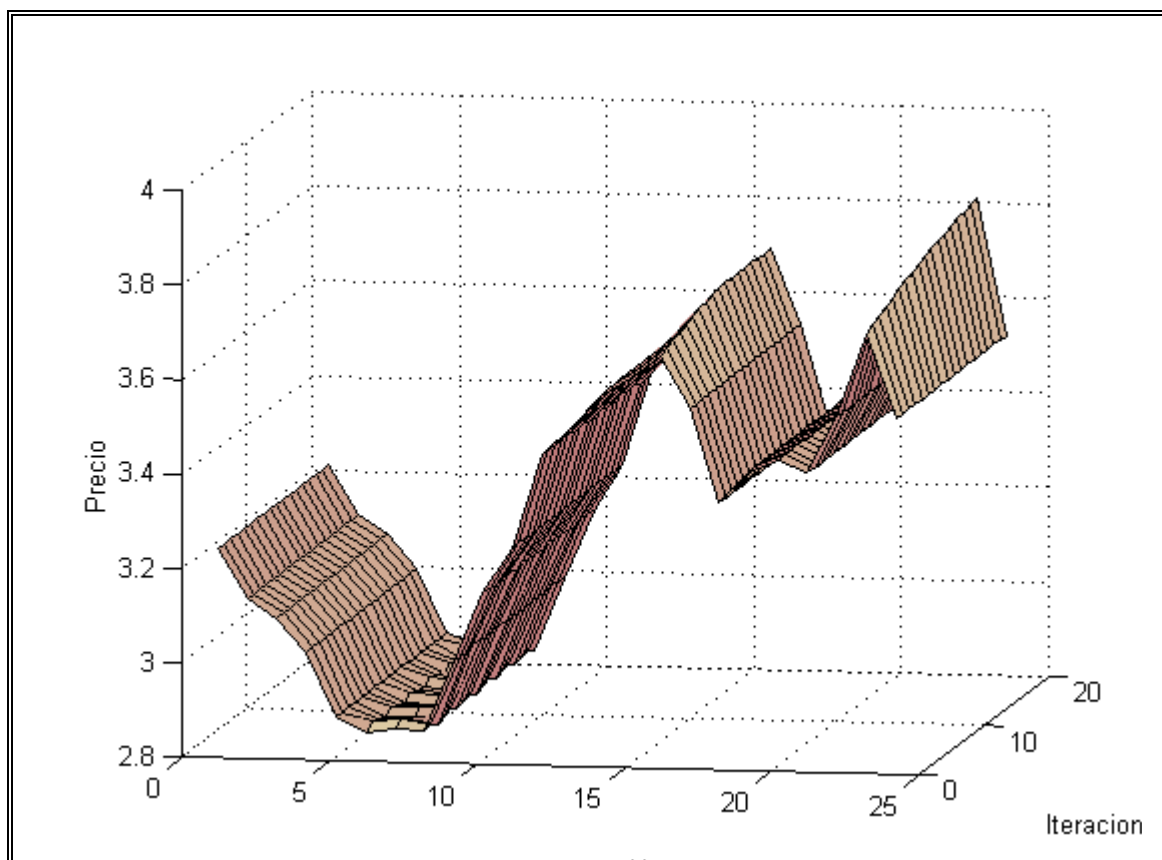


Figura 5.3.8: Evolución del precio en Mercado Básico

La Figura 5.3.9 muestra la evolución en los precios de la Reserva Sincronizada Primaria (gráfica superior) y Secundaria (gráfica inferior) para el

desarrollo del despacho real. Al igual que para la evolución del precio del Mercado Básico, también se observa un alza en estos precios para las horas 14, 15, 16 y 23 a causa de las restricciones de transmisión consideradas.

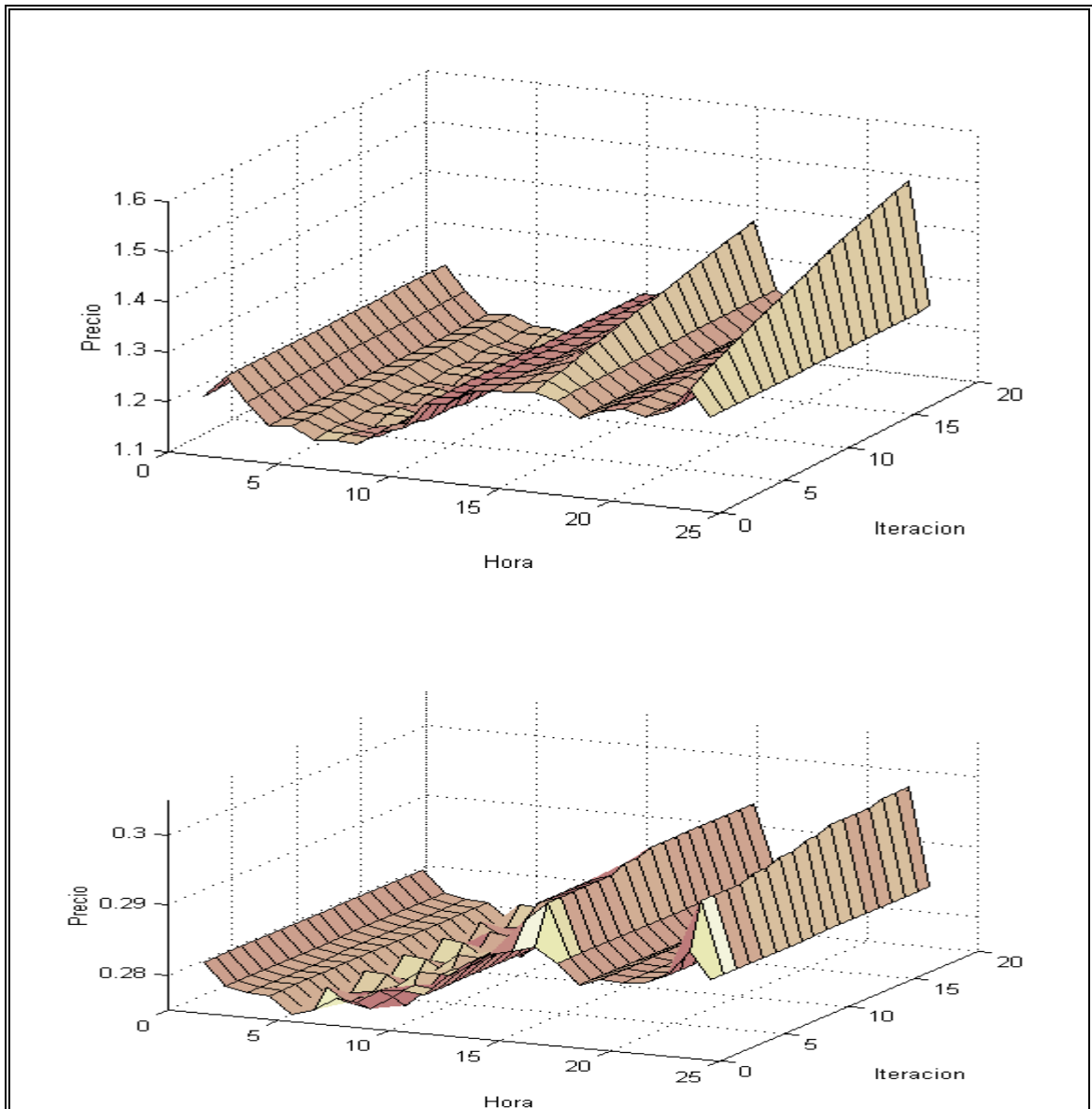


Figura 5.3.9: Evolución de precios en SC's despejando el despacho real

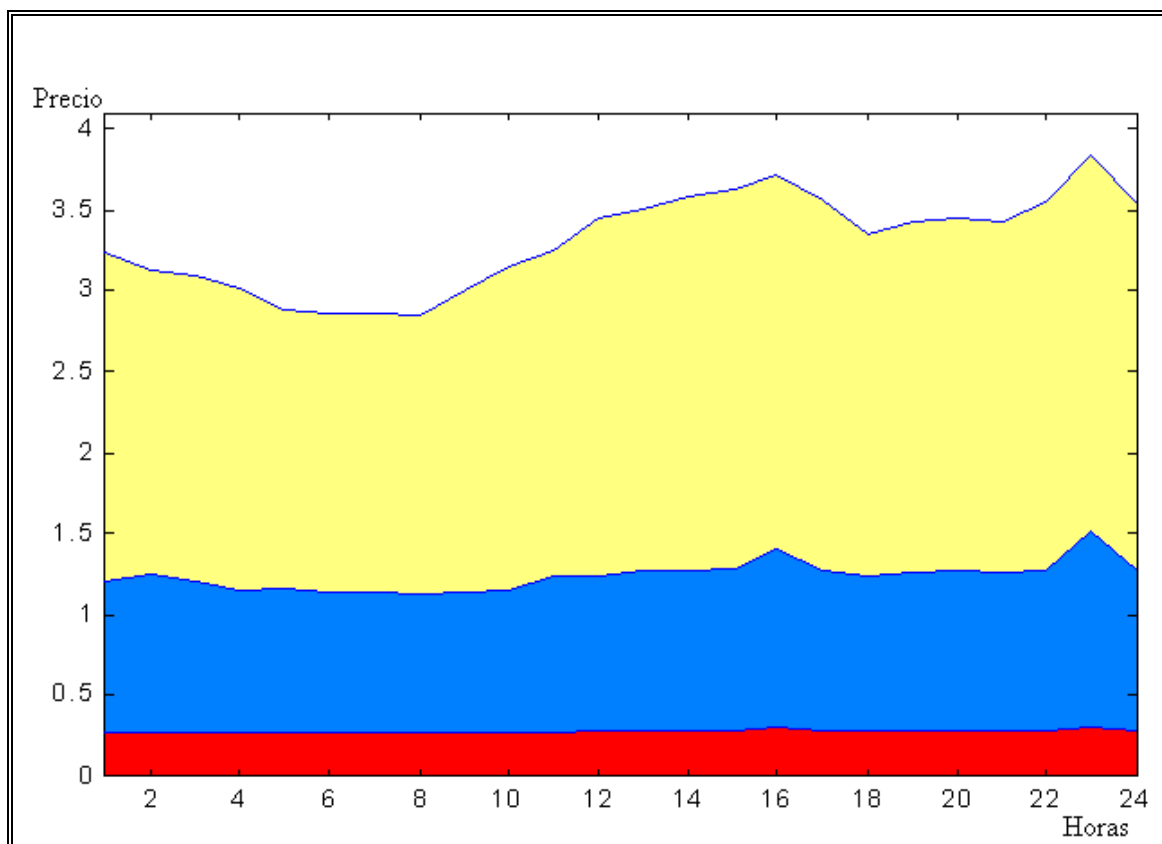


Figura 5.3.10: Precios finales en Mercados Básico de R.S. Primaria y R.S. Secundaria.

En la Tabla 5.3.3 se puede ver el error porcentual entre las curvas de oferta y demanda correspondientes al Mercado Básico, en cada una de las horas del período simulado una vez terminadas las iteraciones.

Tabla 5.3.3: Error porcentual entre oferta y demanda en Mercado Básico

Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	1.14	7	3.84	13	-1.85	19	-1.93
2	-1.83	8	-2.57	14	-1.88	20	-1.84
3	1.16	9	-1.99	15	-1.87	21	-1.98
4	-1.82	10	-2.05	16	-1.95	22	-1.89
5	-1.83	11	1.90	17	-1.92	23	-2.06
6	2.99	12	4.24	18	-1.81	24	-1.94

La diferencia existente entre ofertas y demandas para los Mercados de Reserva Sincronizada Primaria y Secundaria en cada una de las 24 horas del período simulado, se puede apreciar en la Tabla 5.3.4.

Tabla 5.3.4: Error porcentual entre oferta y demanda en Mercado de SC's

Error en Mercado de Reserva Sincronizada Primaria							
Hora	% error		Hora	% error		Hora	% error
1	0		7	0		13	0
2	0		8	-7.77		14	0
3	0		9	-4.42		15	-2.87
4	0		10	-6.61		16	-6.67
5	0		11	0		17	0
6	0		12	0		18	0
						19	0
						20	0
						21	0
						22	0
						23	-9.12
						24	0
Error en Mercado de Reserva Sincronizada Secundaria							
Hora	% error		Hora	% error		Hora	% error
1	2.94		7	9.3		13	2.85
2	-0.06		8	-5.94		14	0.13
3	2.78		9	-14.39		15	-2.87
4	1.98		10	-4.42		16	-1.81
5	2.76		11	2.31		17	1.84
6	8.12		12	2.72		18	2.77
						19	2.85
						20	2.01
						21	2.85
						22	2.44
						23	-2.48
						24	2.42

5.4 Subasta para el Mercado Básico de Energía y la Consideración de tres SC

El siguiente escenario considera un sistema de subastas destinado a abastecer la demanda existente para el Mercado Básico de Energía y de las tres reservas sincronizadas que considera el desarrollo propuesto, es decir, Reserva Sincronizada Primaria, Secundaria y Terciaria. El índice de probabilidad que representa la factibilidad de utilizar en tiempo real tales Reservas son de un 80% para la Reserva Sincronizada Primaria, de un 20% para la Reserva Sincronizada Secundaria, y de un 10% para la Reserva Sincronizada Terciaria. Las demandas por hora de cada una de estas reservas son respectivamente de un 3%, un 4%, y un 5% del nivel de energía necesario para suplir la demanda para el Mercado Básico en tales horas.

i) Iteración N°12

Realizadas 12 iteraciones el resultado de la subasta para el Mercado Básico y de SC's ya es aceptable en base al criterio adoptado en este trabajo, como se puede ver en la Figura 5.4.1 las curvas de ofertas y demandas se aproximan bastante en cada uno de los mercados considerados.

La Tabla 5.4.1 muestra el porcentaje de error existente entre las curvas de oferta y demanda para la subasta del Mercado Básico de energía, para cada una de las horas del período simulado realizadas doce iteraciones en el proceso de convergencia.

Tabla 5.4.1: Error entre oferta y demanda en Mercado Básico

Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	1.14	7	3.81	13	-1.83	19	-2.36
2	-1.81	8	-2.44	14	-2.18	20	-2.03
3	1.17	9	-3.18	15	-2.23	21	-2.42
4	-1.86	10	-4.38	16	-2.24	22	-2.77
5	-1.67	11	1.77	17	-2.11	23	-2.57
6	3.18	12	-3.28	18	-2.00	24	-2.83

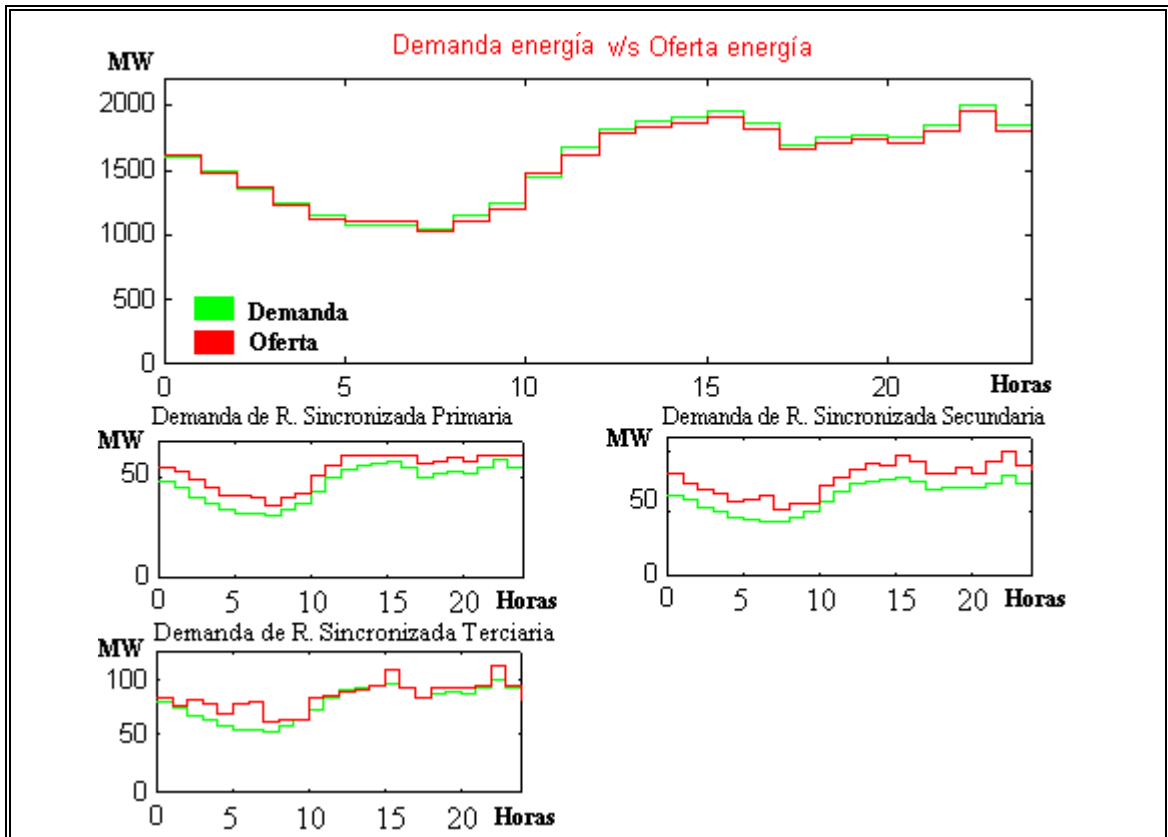


Figura 5.4.1: Iteración N°12 en el proceso de convergencia

ii) Iteración N°24

Realizadas 24 iteraciones se da por terminado el proceso, por considerar la solución obtenida para el despacho ideal (Figura 5.4.2) bastante próxima al resultado esperado, es decir, el error existente entre todas las curvas de ofertas y demanda es muy pequeño. El costo por pago a generadores producto de los precios de equilibrio al que se transa cada uno de los productos es de 128441.29 unidades monetarias.

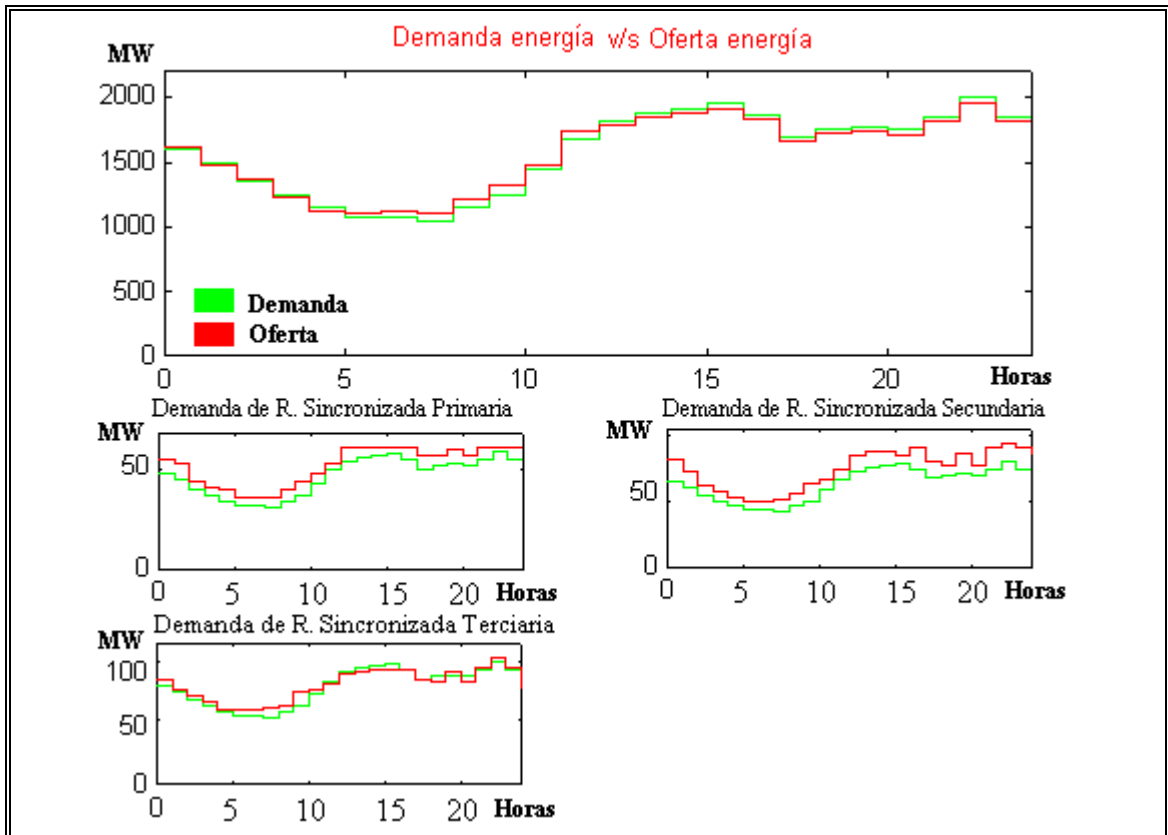


Figura 5.4.2: Iteración N° 24 en el proceso de convergencia

La Tabla 5.4.2 muestra el porcentaje de error existente entre las curvas de oferta y demanda del Mercado Básico, para cada una de las 24 horas de operación una vez realizadas las 24 iteraciones.

Tabla 5.4.2: Error entre curvas de oferta y demanda en Mercado Básico

Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	1.14	7	4.73	13	-1.83	19	-1.91
2	-1.81	8	6.19	14	-1.96	20	-1.83
3	1.17	9	6.04	15	-1.83	21	-1.96
4	-1.86	10	5.63	16	-1.85	22	-1.88
5	-1.69	11	1.95	17	-1.91	23	-1.96
6	3.32	12	4.19	18	-1.79	24	-1.78

La Tabla 5.4.3 muestra el error porcentual resultante entre curvas de oferta y demanda de cada uno de los SC's para cada hora de operación una vez realizadas 24 iteraciones.

Error porcentual en Reserva Sincronizada Primaria							
Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	0	7	0	13	0	19	0
2	0	8	0	14	0	20	0
3	0	9	0	15	0	21	0
4	0	10	0	16	0	22	0
5	0	11	0	17	0	23	0
6	0	12	0	18	0	24	0
Error porcentual en Reserva Sincronizada Secundaria							
Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	0	7	0	13	0	19	0
2	0	8	0	14	0	20	0
3	0	9	0	15	0	21	0
4	0	10	0	16	0	22	0
5	0	11	0	17	0	23	0
6	0	12	0	18	0	24	0
Error porcentual en Reserva Sincronizada Terciaria							
Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	4.7675	7	36.406	13	-1.9231	19	-4.5966
2	0.668	8	22.33	14	-2.8096	20	3.9503
3	4.6444	9	26.292	15	-1.8262	21	-4.4629
4	4.9312	10	22.701	16	-3.9179	22	1.5427
5	3.527	11	4.2662	17	0.0817	23	3.553
6	47.252	12	3.5737	18	-0.8852	24	1.4919

Para observar como los precios convergen a un valor de equilibrio para cada una de las horas de operación del sistema, se presenta en la Figura 5.4.3 la evolución de los precios para el Mercado Básico a medida que aumenta el número de iteraciones realizadas, y en la Figura 5.4.4 la evolución de los precios para la Reserva Sincronizada Terciaria a medida que aumenta el número de iteraciones.

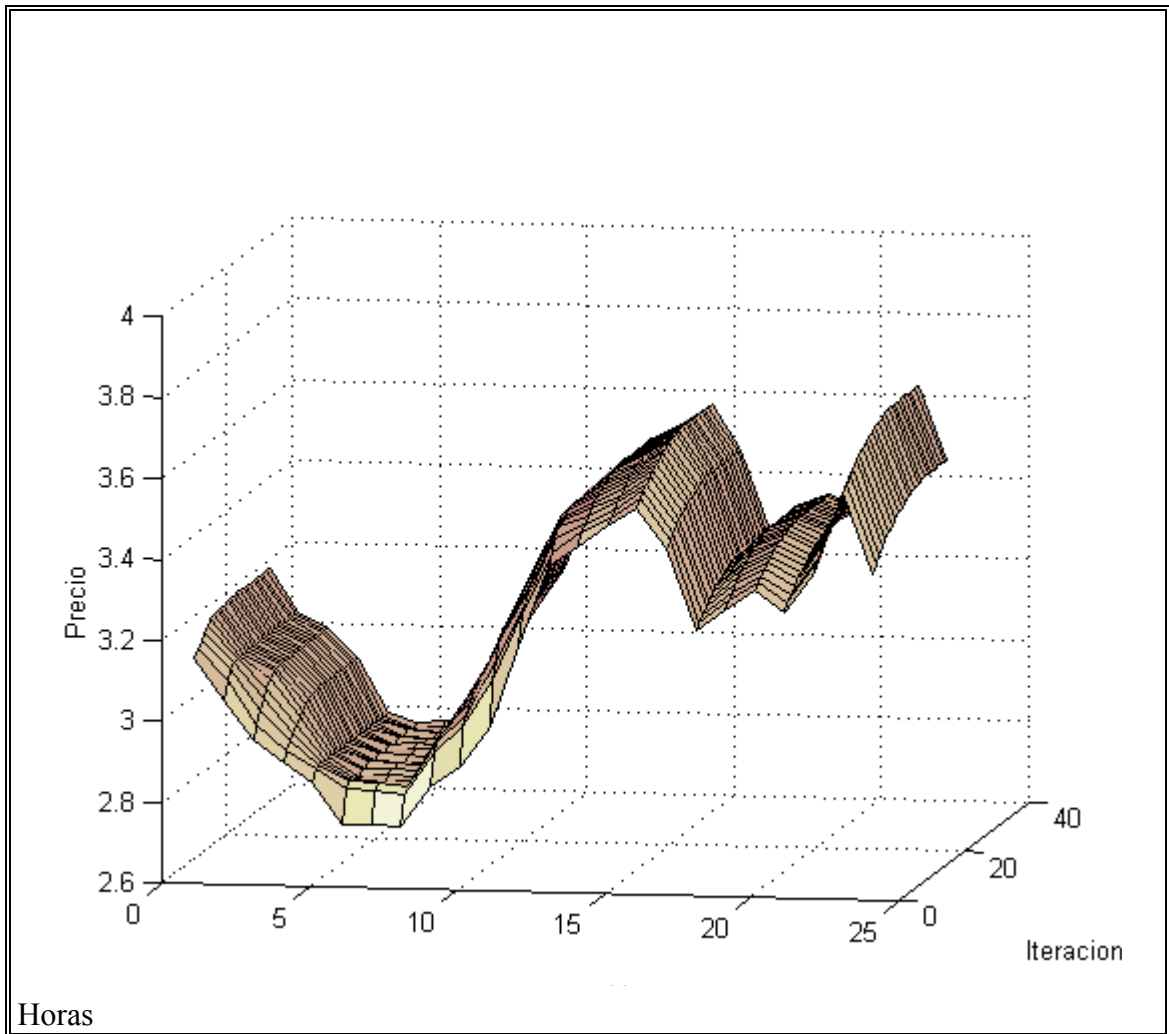


Figura 5.4.3: Evolución de precios en Mercado Básico

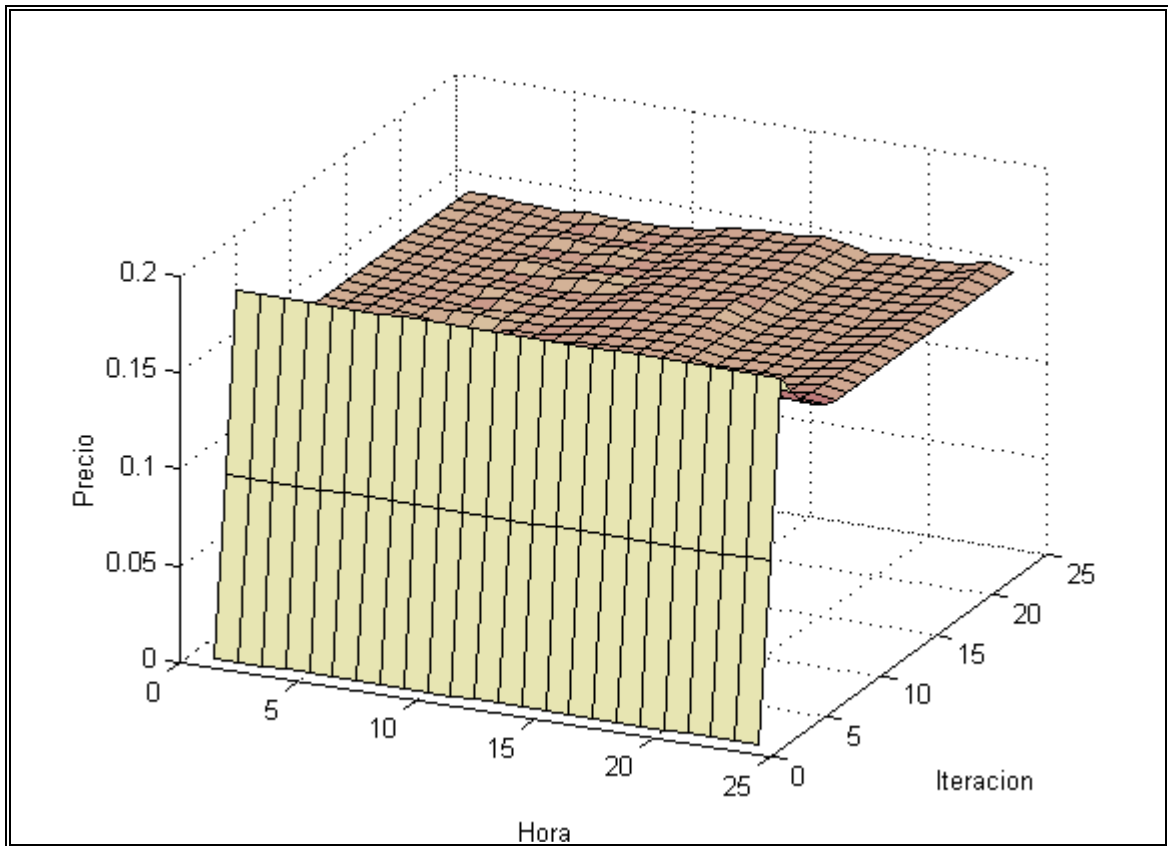


Figura 5.4.4: Evolución de precios en Mercado de R. Sincronizada Terciaria

iii) Despacho Real

El resultado obtenido por el despacho ideal no considera la existencia de restricciones de transmisión, esta solución (despacho ideal) viola el flujo máximo de energía por la línea que conecta las B1 y B4 (310 MW) para las horas 13, 14, 15, 16, 17, 22, 23 y 24 de operación, los resultados de un análisis DC para algunas de estas horas de operación del sistema se pueden apreciar en la Figura 5.4.5.

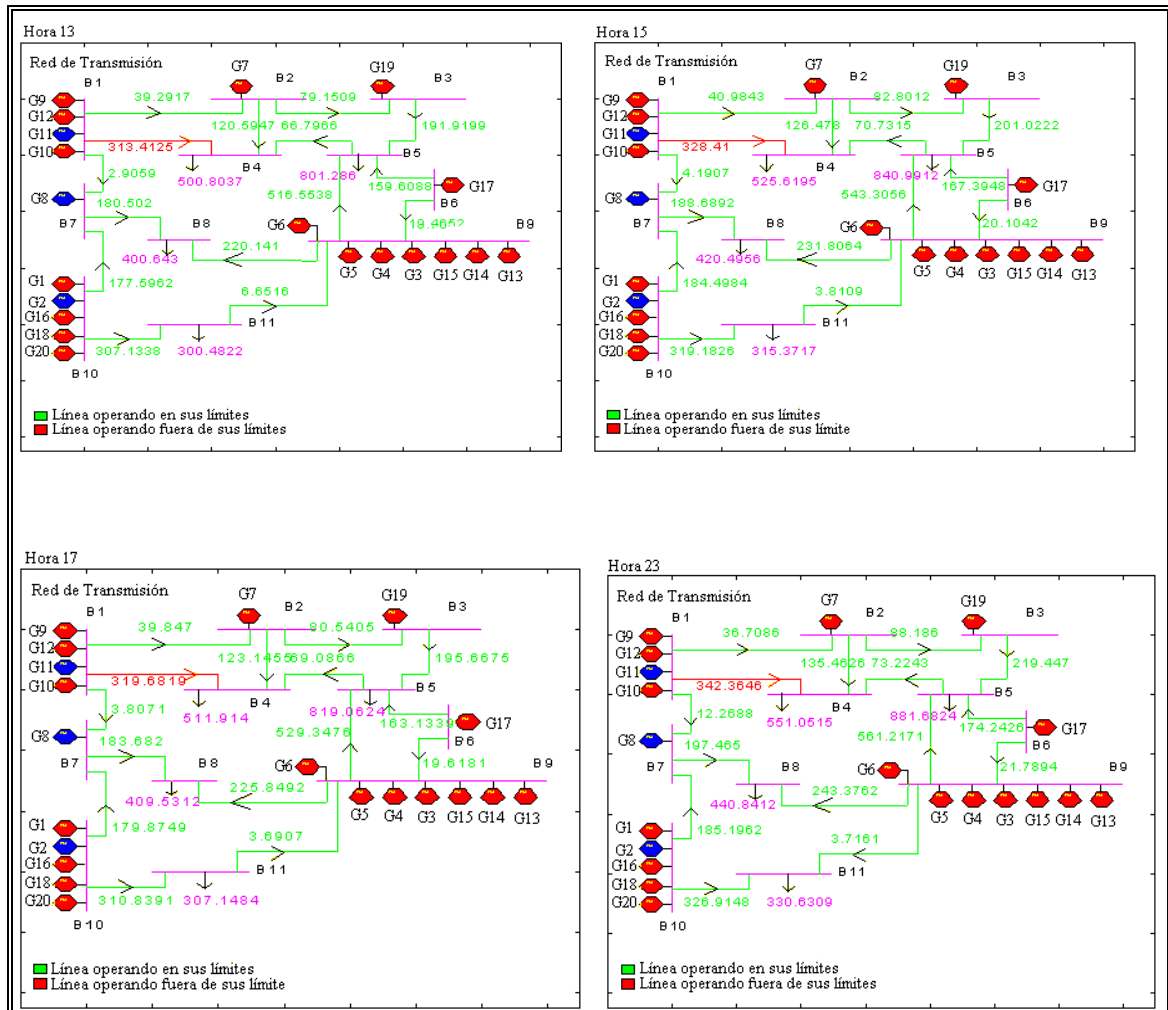


Figura 5.4.5: Violación en límites de transmisión

iv) Iteración N°24

Luego de la corrección realizada sobre las potencias máximas ofertadas por los generadores que contribuyen al error en la línea que une las barra B1 y B4, se alcanza nuevamente el equilibrio del sistema pasadas 24 iteraciones. Finalmente esta operación abastece las demandas existentes y respeta los límites de transmisión impuestos (Figura 5.4.6), resultando en un costo total de operación de 129199.40 unidades monetarias, el aumento en costo respecto del costo obtenido para el despacho ideal se debe al aumento en los precios de equilibrio tanto para el Mercado Básico como para cada uno de los Mercado de SC's considerados.

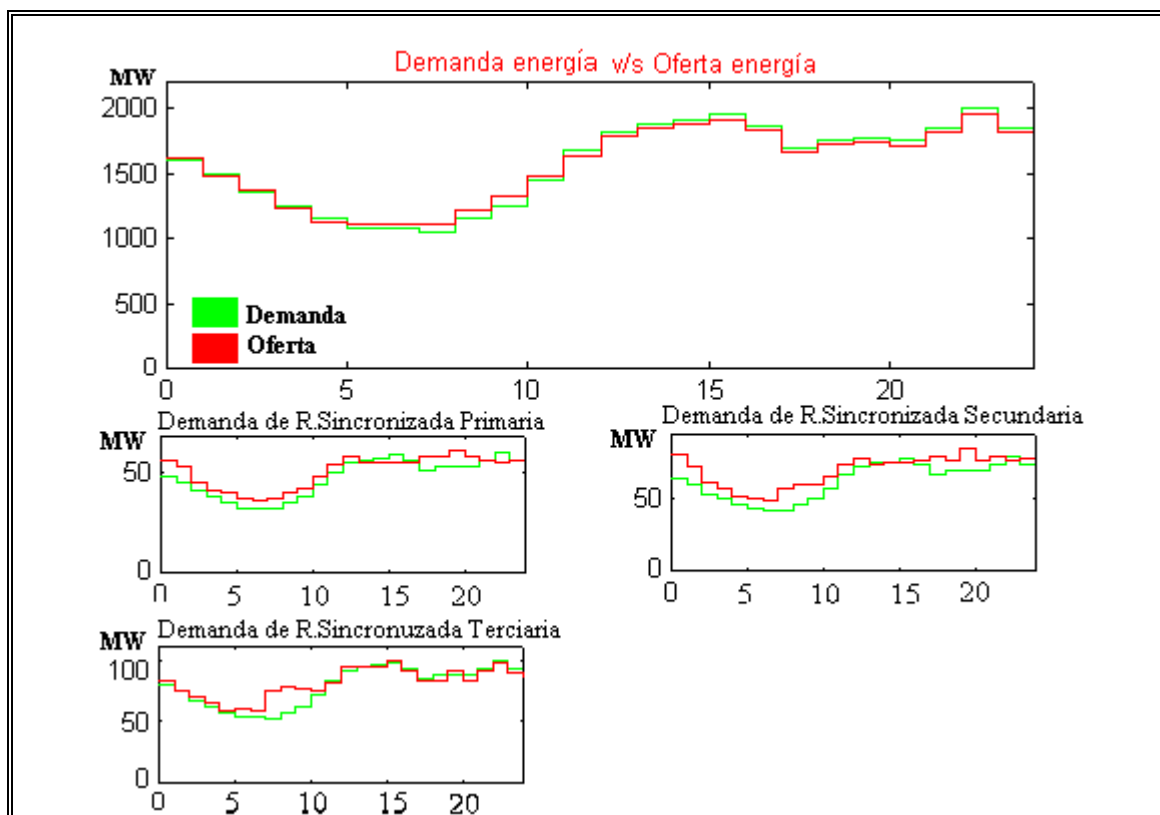


Figura 5.4.6: Resultado final del proceso de convergencia

En la Tabla 5.4.4 se puede ver el error porcentual entre las curvas de oferta y demanda correspondientes al Mercado Básico, en cada una de las horas del período simulado una vez terminadas las 24 iteraciones.

Tabla 5.4.4: Error entre oferta y demanda en Mercado Básico

Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	1.14	7	3.85	13	-1.88	19	-1.91
2	-1.81	8	5.80	14	-1.91	20	-1.83
3	1.17	9	5.67	15	-1.98	21	-1.96
4	-1.86	10	5.52	16	-1.96	22	-1.96
5	-1.69	11	1.95	17	-1.92	23	-2.03
6	2.93	12	-2.27	18	-1.79	24	-1.85

En la Tabla 5.4.5 se puede ver el error porcentual entre las curvas de oferta y demanda correspondientes a los Mercados de SC's considerados en este ejemplo, para cada una de las horas del período simulado una vez terminadas las 24 iteraciones.

Tabla 5.4.5: Error entre oferta y demanda en Mercados de SC's

Error porcentual en Reserva Sincronizada Primaria							
Hora	% error		Hora	% error		Hora	% error
1	0		7	0		13	0
2	0		8	0		14	-2.934
3	0		9	0		15	-4.712
4	0		10	0		16	-6.667
5	0		11	0		17	-0.771
6	0		12	0		18	0
						19	0
						20	0
						21	0
						22	0
						23	-4.4
						24	0
Error porcentual en Reserva Sincronizada Secundaria							
Hora	% error		Hora	% error		Hora	% error
1	0		7	0		13	0
2	0		8	0		14	-0.924
3	0		9	0		15	-1.327
4	0		10	0		16	-2.631
5	0		11	0		17	0
6	0		12	0		18	0
						19	0
						20	0
						21	0
						22	0
						23	-3.685
						24	0
Error porcentual en Reserva Sincronizada Terciaria							
Hora	% error		Hora	% error		Hora	% error
1	4.7675		7	10.865		13	4.833
2	0.668		8	43.341		14	0.5351
3	4.6444		9	35.106		15	-0.703
4	4.9312		10	24.03		16	2.1692
5	3.527		11	4.2662		17	-1.302
6	10.385		12	-2.249		18	-0.885
						19	-4.597
						20	3.9503
						21	-4.463
						22	-1.352
						23	-1.896
						24	-2.654

La Figura 5.4.7 muestra la evolución de precio para el Mercado Básico de energía partiendo en la iteración N°1 con los precios proveniente del despacho ideal del sistema. En la figura se puede apreciar el aumento en el precio para el Mercado Básico particularmente en las horas 13, 14, 15, 16, 17, 22, 23 y 24 de esta forma unidades más caras proveerán el déficit ocasionado por la corrección de las ofertas máximas que pueden realizar las unidades generadoras que contribuyen a la saturación de la línea de transmisión en tales horas. El proceso termina en la iteración N° 24 debido a la estabilización de los precios.

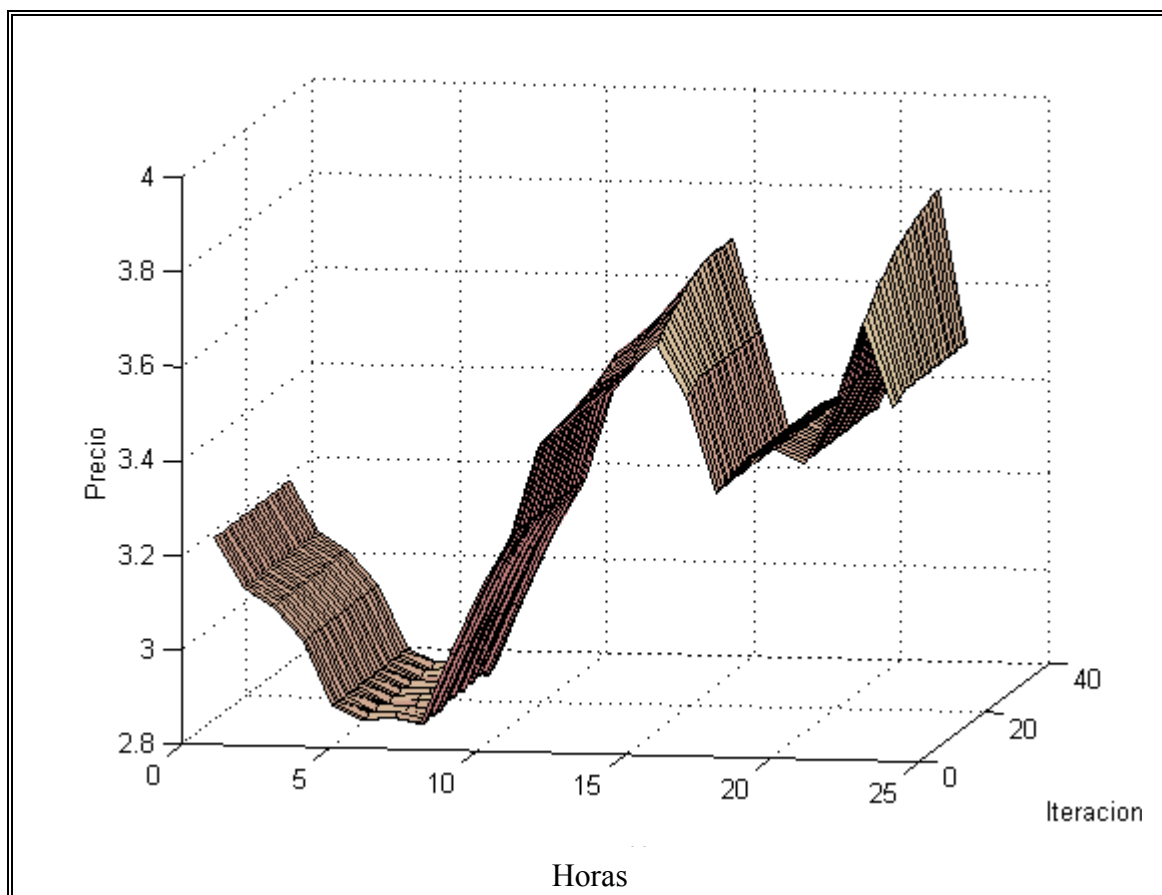


Figura 5.4.7: Evolución de precios en Mercado Básico

La Figura 5.4.8 muestra la evolución en los precios de la Reserva Sincronizada Primaria y Secundaria para el desarrollo del despacho real. Al igual que para la evolución del precio del Mercado Básico, también se observa un alza en estos precios para las horas 13, 14, 15, 16, 17, 22, 23 y 24 a causa de las restricciones de transmisión consideradas.

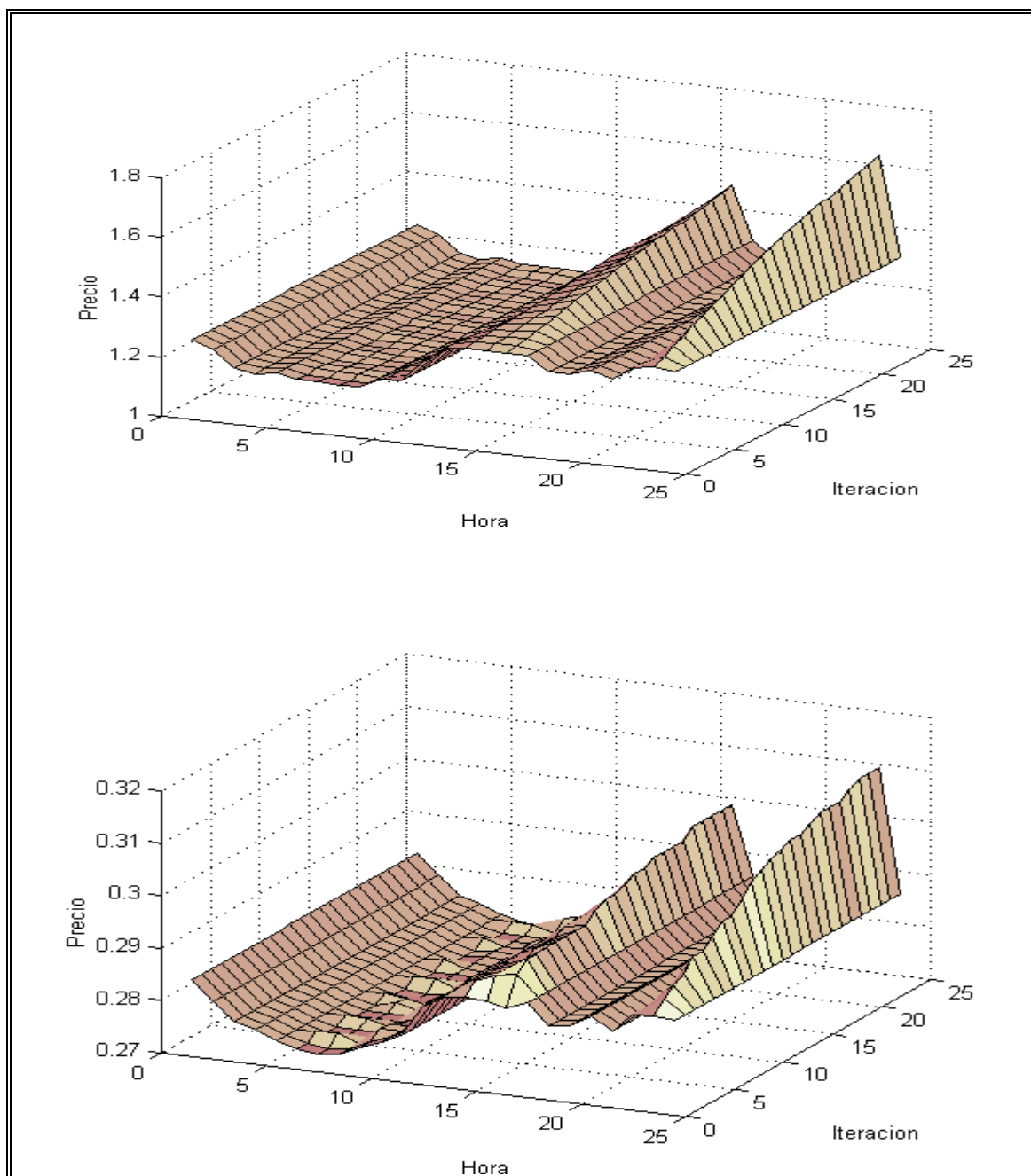


Figura 5.4.8: Evolución de precios en Reservas Sincronizadas Primaria (superior) y Secundaria (inferior)

La Figura 5.4.9 muestra la evolución en los precios de la Reserva Sincronizada Terciaria para el desarrollo del despacho real. Al igual que para la

evolución del precio del Mercado Básico, también se observa un alza en estos precios para las horas 13, 14, 15, 16, 17, 22, 23 y 24 a causa de las restricciones de transmisión consideradas.

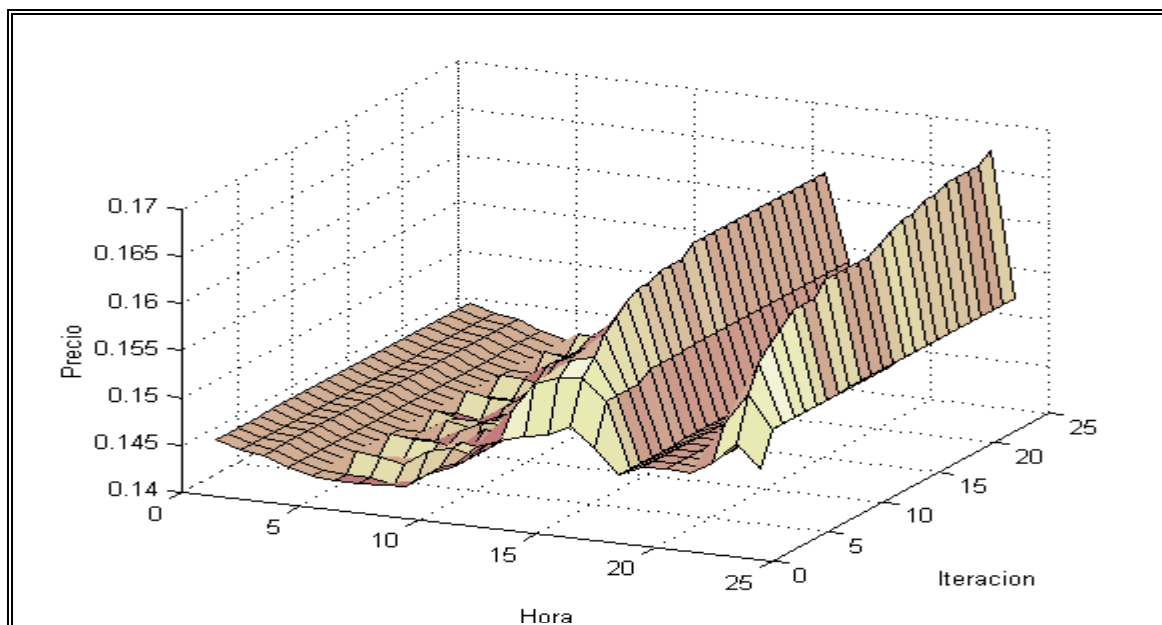


Figura 5.4.9: Evolución de precios en Reservas Sincronizada Terciaria

Como se puede ver, la evolución de precios de todos los productos considerados en este ejemplo alcanzan en equilibrio satisfactorio realizadas 24 iteraciones en el proceso de convergencia, hecho por el cual se termina el proceso iterativo obteniendo el despacho real del sistema.

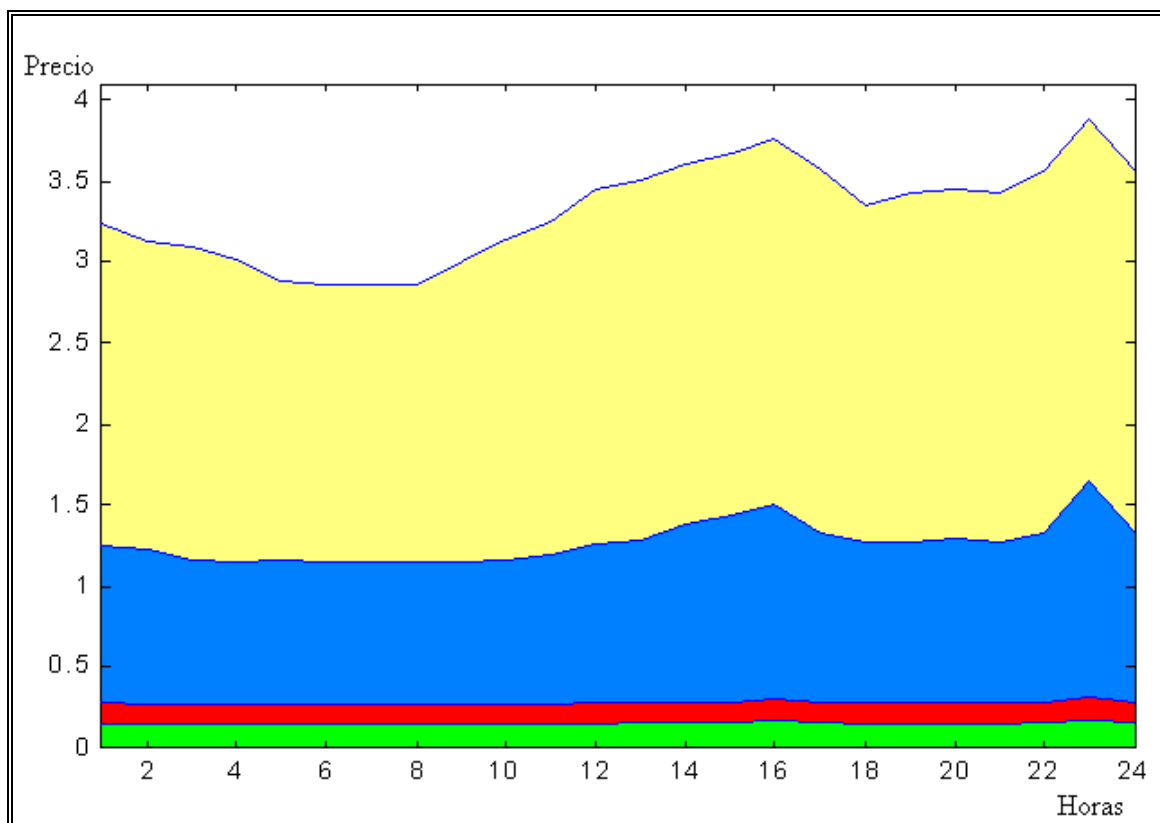


Figura 5.4.10: Precios finales en Mercado Básico, de Reserva Sincronizada Primaria, Secundaria y terciaria

5.5 Subasta para el Mercado Básico Energía y todos los SC's incluidos en la Programación

El siguiente escenario considera un sistema de subastas destinado a abastecer la demanda de energía para el Mercado Básico, las demandas de las tres reservas sincronizadas que considera este desarrollo, y además la demanda de Reserva no Sincronizada. El índice de probabilidad que representa la factibilidad de utilizar en tiempo real tales Reservas son de un 80% para la Reserva Sincronizada Primaria, de un 20% para la Reserva sincronizada Secundaria, de un 10% para la Reserva sincronizada Terciaria, y de un 3% para la Reserva no Sincronizada (ver Anexo C). Las demandas de cada una de estas reservas son respectivamente de un

3%, un 4%, un 5% y un 5% del total de la demanda de Energía (ver Anexo C). El resultado de las iteraciones se presenta a continuación.

i) Iteración N° 12

Como se puede observar en la Figura 5.5.1, pasadas doce iteraciones, ya se puede observar un resultado considerado satisfactorio en base al criterio empleado, además podemos notar que en el caso de la oferta de Reserva no Sincronizada el equilibrio es bastante malo, esto debido a que el número de unidades que la proveen es muy reducido (de 2 a 6 unidades como máximo) es por esta razón que se para de iterar en determinada hora cuando ya se ha alcanzado un buen equilibrio para el mercado de Energía y de Reservas Sincronizadas mientras que la Reserva no Sincronizada posea un error positivo o menor al 5%.

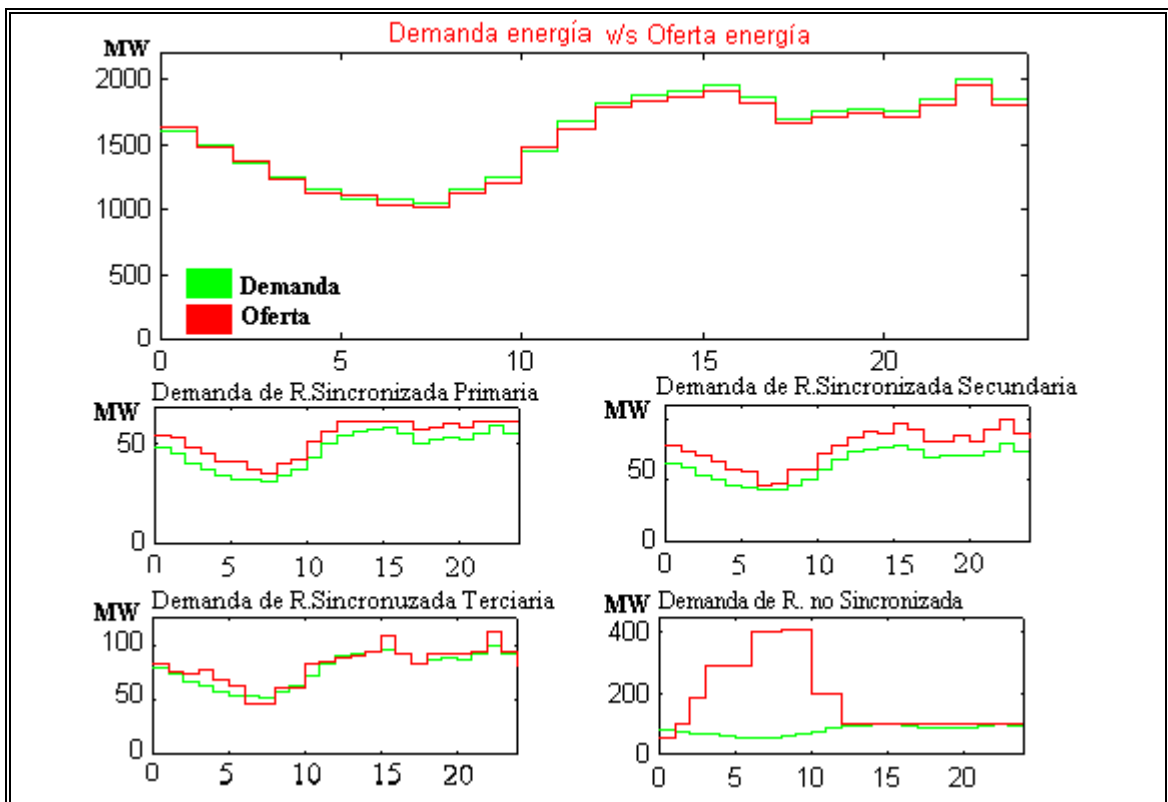


Figura 5.5.1: Iteración N°12 en el proceso de convergencia

ii) Iteración N° 24

Realizadas 24 iteraciones se da por terminado el proceso de iteraciones, por considerar la solución obtenida para el despacho ideal (Figura 5.5.2) bastante próxima al resultado esperado, es decir, el error existente entre todas las curvas de ofertas y demanda es muy pequeño. El costo por pago a generadores producto de los precios de equilibrio al que se transa cada uno de los productos es de 128668.17 unidades monetarias.

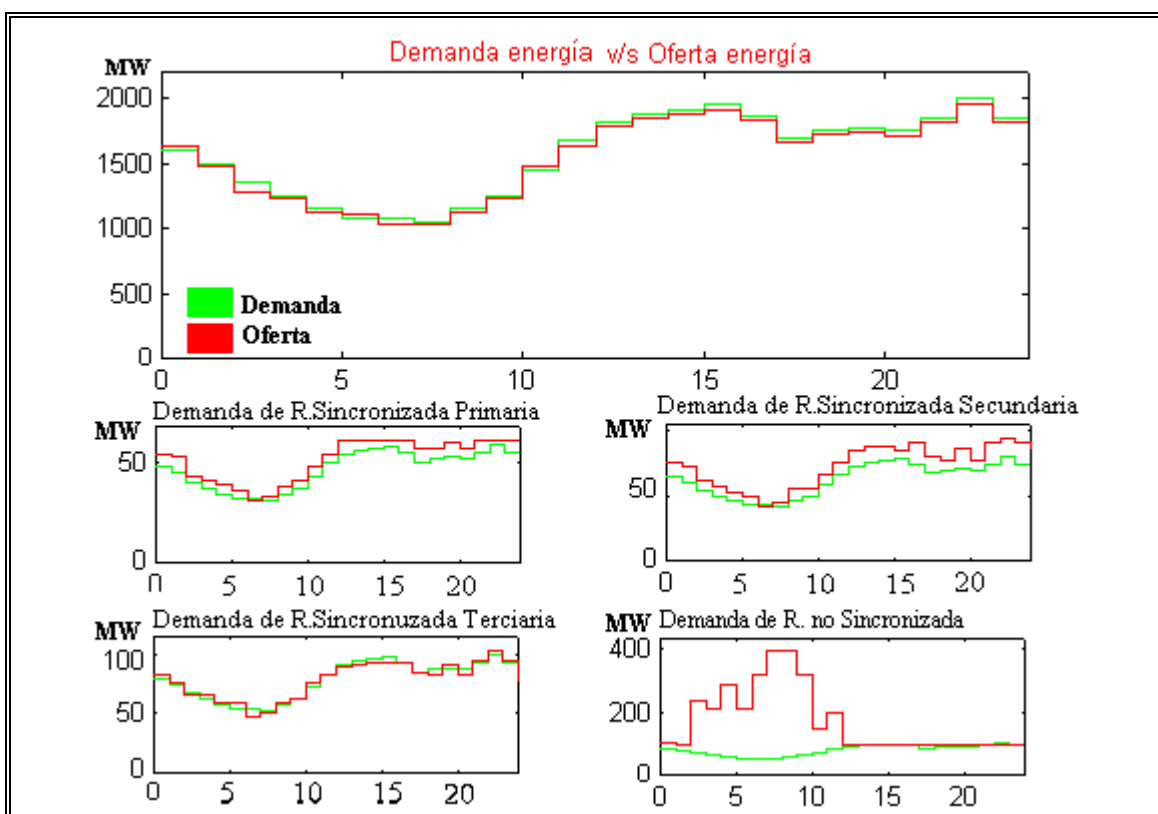


Figura 5.5.2: Iteración 24 en el proceso de convergencia para despacho ideal

La Tabla 5.5.1 muestra el porcentaje de error existente entre las curvas de oferta y demanda del Mercado Básico, para cada una de las 24 horas de operación una vez realizadas las 24 iteraciones.

Tabla 5.5.1: Error entre curvas de oferta y demanda en Mercado Básico

Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	1.8	7	-3.57	13	-1.98	19	-1.92
2	-1.75	8	-1.85	14	-1.97	20	-1.84
3	-5.19	9	-1.78	15	-1.83	21	-1.96
4	-1.87	10	-1.82	16	-1.85	22	-1.89
5	-1.96	11	1.96	17	-1.92	23	-1.97
6	3.04	12	-1.86	18	-1.79	24	-1.94

La Tabla 5.5.2 muestra el error porcentual resultante entre curvas de oferta y demanda de cada uno de los SC's para cada hora de operación una vez realizadas 24 iteraciones.

Tabla 5.5.2: Error entre oferta y demanda en Mercados de SC's

Error porcentual en Reserva Sincronizada Primaria							
Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	0	7	-2.17	13	0	19	0
2	0	8	0	14	0	20	0
3	0	9	0	15	0	21	0
4	0	10	0	16	0	22	0
5	0	11	0	17	0	23	0
6	0	12	0	18	0	24	0
Error porcentual en Reserva Sincronizada Secundaria							
Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	0	7	-2.19	13	0	19	0
2	0	8	0	14	0	20	0
3	0	9	0	15	0	21	0
4	0	10	0	16	0	22	0
5	0	11	0	17	0	23	0
6	0	12	0	18	0	24	0
Error porcentual en Reserva Sincronizada Terciaria							
Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	4.18	7	-10.69	13	-2.29	19	-4.6
2	0.67	8	-3.62	14	-2.81	20	3.95
3	-3.17	9	1.95	15	-1.83	21	-4.46
4	4.93	10	0.7	16	-3.92	22	1.54
5	3.51	11	4.53	17	0.08	23	3.55
6	10.43	12	-1.27	18	-0.89	24	1.49
Error porcentual en Reserva no Sincronizada							
Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	31.3	7	492.37	13	7.96	19	11.94
2	30.7	8	649.17	14	4.66	20	10.84
3	248.95	9	582.43	15	3.04	21	11.94
4	239.88	10	414.54	16	0.95	22	6.34
5	395.77	11	103.33	17	5.77	23	-1.54
6	289.63	12	135.16	18	16.09	24	6.34

Para observar como los precios convergen a un valor de equilibrio para cada una de las horas de operación del sistema, se presenta en la Figura 5.5.3 la evolución de los precios para el Mercado Básico, en la Figura 5.5.4 presenta la evolución de los precios para la Reserva Sincronizada Primaria y Secundaria, y en la Figura 5.5.5 la evolución de los precios para la Reserva Sincronizada Terciaria y no Sincronizada a medida que aumenta el número de iteraciones realizadas.

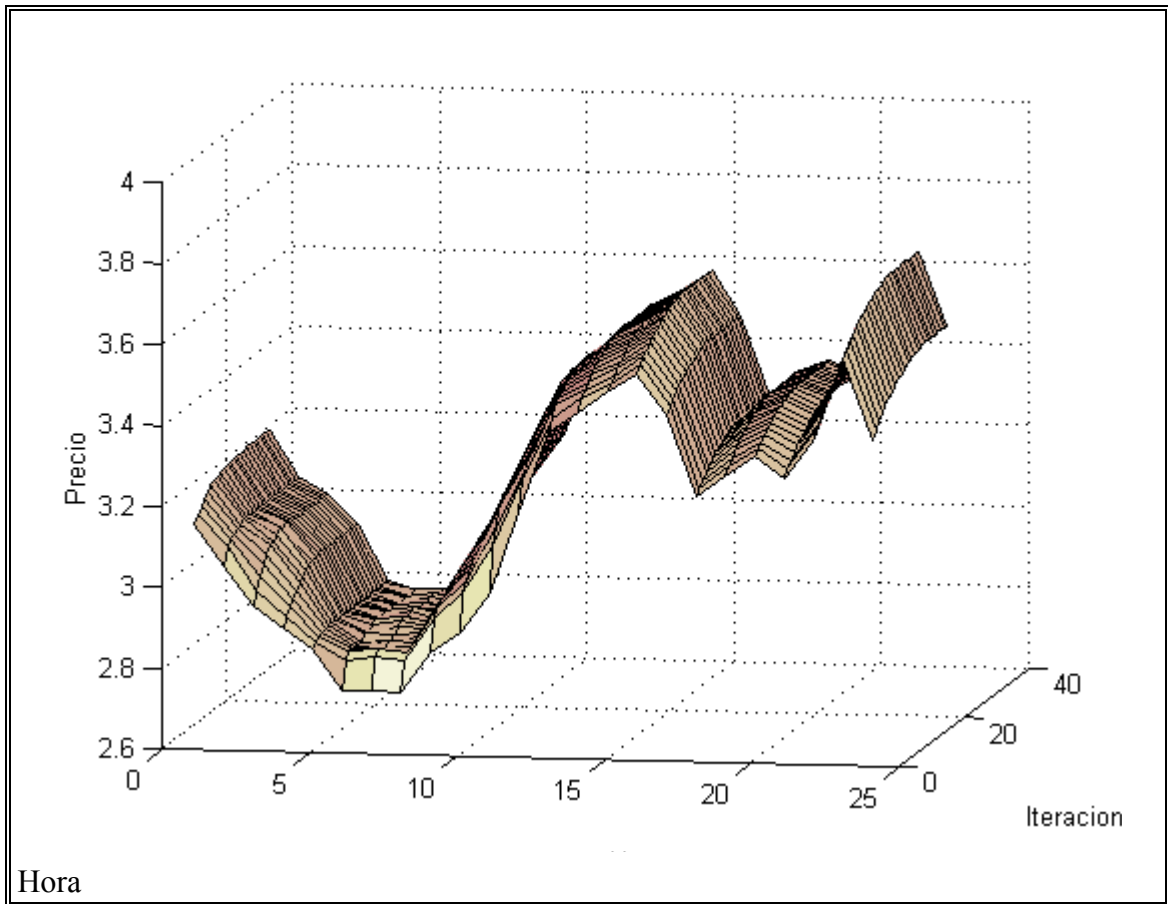


Figura 5.5.3: Evolución del precio en Mercado Básico

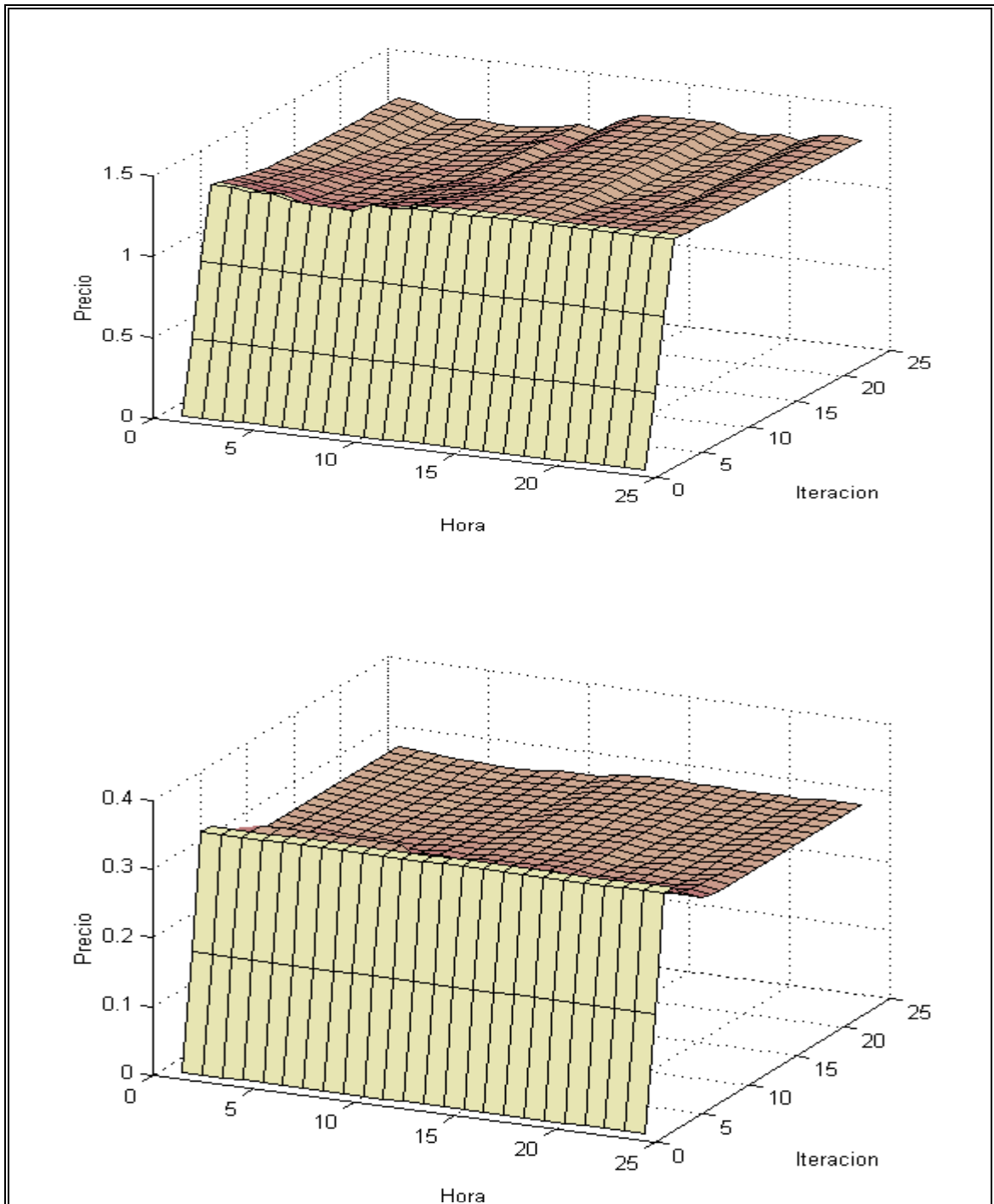


Figura 5.5.4: Evolución en precios de Reservas Sincronizadas Primaria (superior) y Secundaria (inferior).

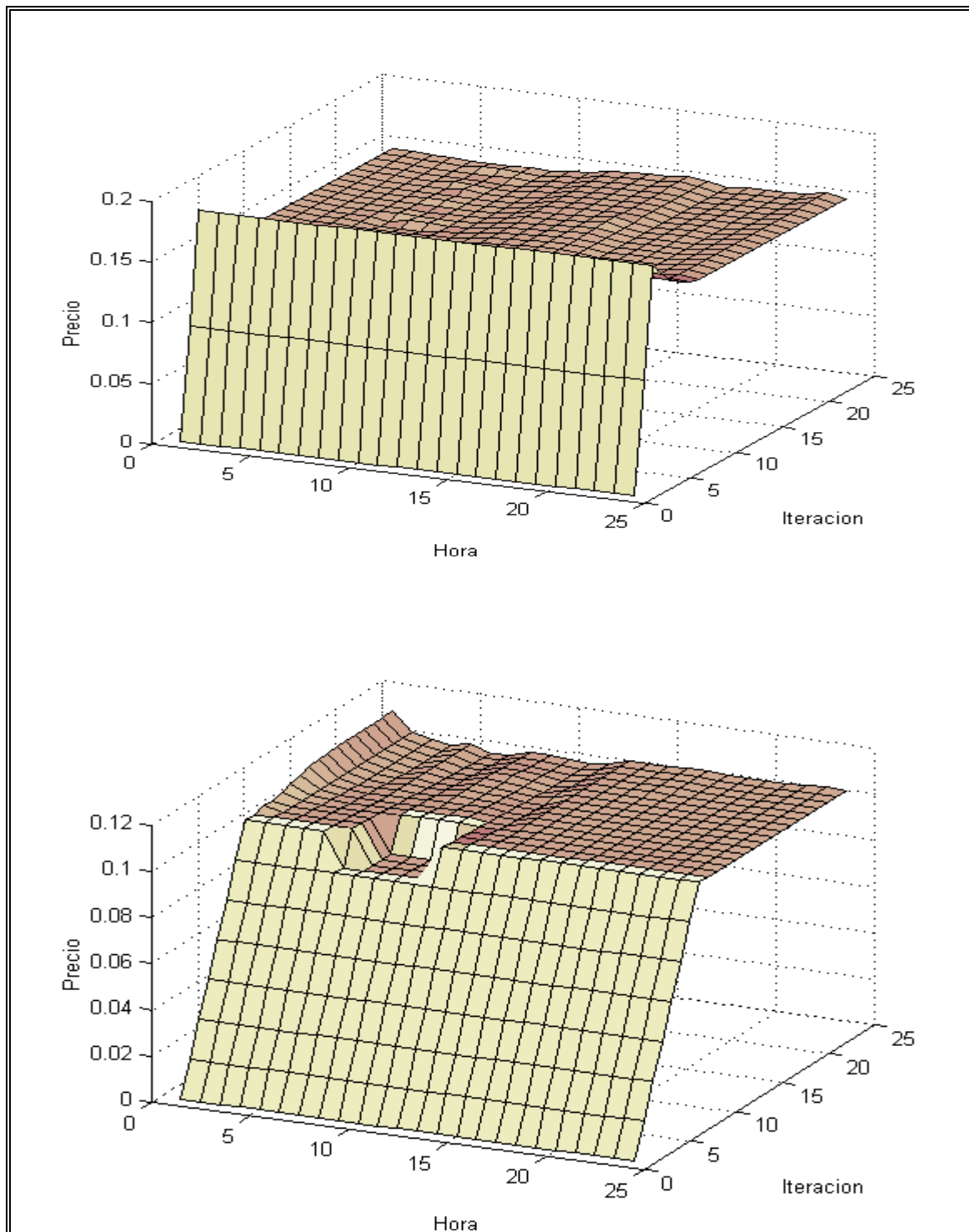


Figura 5.5.5: Evolución de precios en Reservas Sincronizada Terciaria (superior) y no Sincronizada (inferior).

Como se puede ver, la evolución de precios de todos los productos considerados en este ejemplo alcanzan en equilibrio bastante bueno realizadas 24 iteraciones en el proceso de convergencia para el despacho ideal, hecho por el cual se termina el proceso iterativo.

iii) Despacho Real

El resultado obtenido por el despacho ideal no considera la existencia de restricciones de transmisión, esta solución (despacho ideal) viola el flujo máximo de energía por la línea que conecta las B1 y B4 (310 MW) para las horas 1, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 y 24 de operación, los resultados de un análisis DC para algunas de estas horas de operación del sistema se pueden apreciar en la Figura 5.5.6.

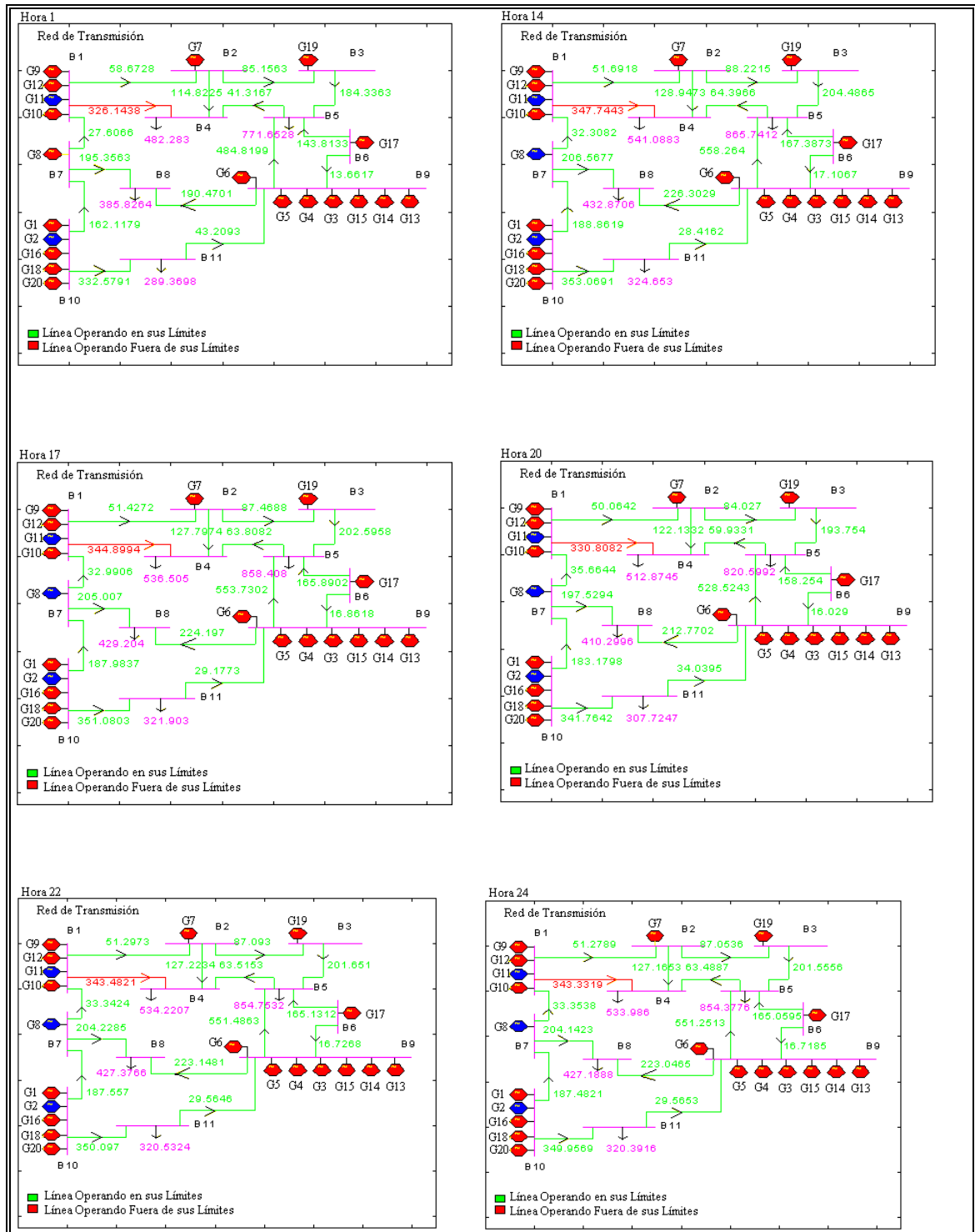


Figura 5.5.6: Violación de restricciones en la transmisión

iv) Iteración N° 24

Luego de la corrección realizada sobre las potencias máximas ofertadas por los generadores que contribuyen al error en la línea que une las barra B1 y B4, se alcanza nuevamente el equilibrio del sistema pasadas 24 iteraciones. Finalmente esta operación abastece las demandas existentes y respeta los límites de transmisión impuestos (Figura 5.5.7), resultando en un costo total de operación de 132246.53 unidades monetarias, el aumento en costo respecto del costo obtenido para el despacho ideal se debe al aumento en los precios de equilibrio tanto para el Mercado Básico como para cada uno de los Mercado de SC's considerados.

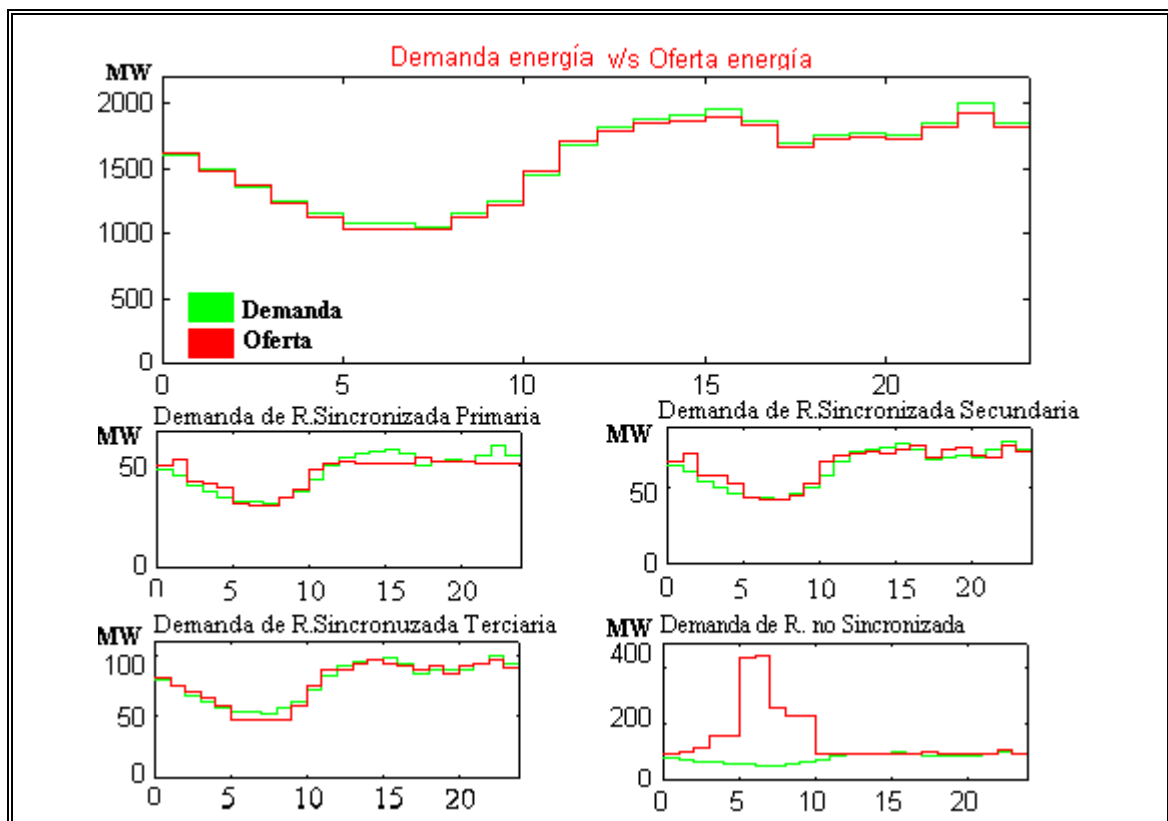


Figura 5.5.7: Iteración 24 en el proceso de convergencia para despacho real

La Tabla 5.5.3 muestra el porcentaje de error existente entre las curvas de oferta y demanda del Mercado Básico, para cada una de las 24 horas de operación una vez realizadas las 24 iteraciones.

Tabla 5.5.3: Error entre curvas de oferta y demanda en Mercado Básico

Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error	Hora	% error
1	0.69	7	-2.94	13	-1.91	19	-1.88
2	-1.75	8	-2.32	14	-1.99	20	-1.94
3	1.74	9	-2.4	15	-2.22	21	-1.91
4	-1.87	10	-2.46	16	-2.85	22	-1.92
5	-1.96	11	2	17	-1.93	23	-3.64
6	-4.29	12	1.93	18	-1.85	24	-1.96

La Tabla 5.5.4 muestra el error porcentual resultante entre curvas de oferta y demanda de cada uno de los SC's para cada hora de operación una vez realizadas 24 iteraciones.

Tabla 5.5.4: Error entre oferta y demanda en Mercados de SC's

Error porcentual en Reserva Sincronizada Primaria							
Hora	% error		Hora	% error		Hora	% error
1	0		7	-4.2		13	-4.1
2	0		8	-3.02		14	-8.51
3	0		9	0		15	-10.08
4	0		10	0		16	-11.79
5	0		11	0		17	-7.53
6	-3.81		12	0		18	0
						19	-0.46
						20	-1.84
						21	-0.37
						22	-7.03
						23	-14.28
						24	-7.03
Error porcentual en Reserva Sincronizada Secundaria							
Hora	% error		Hora	% error		Hora	% error
1	0		7	-1.4		13	-1.92
2	0		8	-1.7		14	-2.04
3	0		9	-3.54		15	-5.42
4	0		10	0		16	-3.9
5	0		11	0		17	0
6	-0.44		12	0		18	0
						19	0
						20	0
						21	0
						22	-5.42
						23	-2.72
						24	-1.22
Error porcentual en Reserva Sincronizada Terciaria							
Hora	% error		Hora	% error		Hora	% error
1	2.96		7	-11.45		13	-3.74
2	0.67		8	-8.62		14	-0.77
3	4.86		9	-16.73		15	1.13
4	4.93		10	-5.35		16	-5.16
5	3.51		11	4.55		17	-2.4
6	-11.79		12	4.85		18	4.24
						19	3.94
						20	-3.22
						21	3.63
						22	0.83
						23	-4.18
						24	-3.31
Error porcentual en Reserva no Sincronizada							
Hora	% error		Hora	% error		Hora	% error
1	19.68		7	723.77		13	3.44
2	30.7		8	388.1		14	-1.2
3	70.4		9	301.37		15	-3.63
4	150.56		10	268.79		16	-6.33
5	172.35		11	27.71		17	0.28
6	709.01		12	12.07		18	14.88
						19	9.19
						20	7.38
						21	9.26
						22	1.04
						23	6.59
						24	1.1

Para observar como los precios convergen a un valor de equilibrio para cada una de las horas de operación del sistema, se presenta en la Figura 5.5.8 la evolución de los precios para el Mercado Básico, en la Figura 5.5.9 presenta la evolución de los precios para la Reserva Sincronizada Primaria y Secundaria, y en la Figura 5.5.10 la evolución de los precios para la Reserva Sincronizada Terciaria y no Sincronizada, a medida que aumenta el número de iteraciones realizadas.

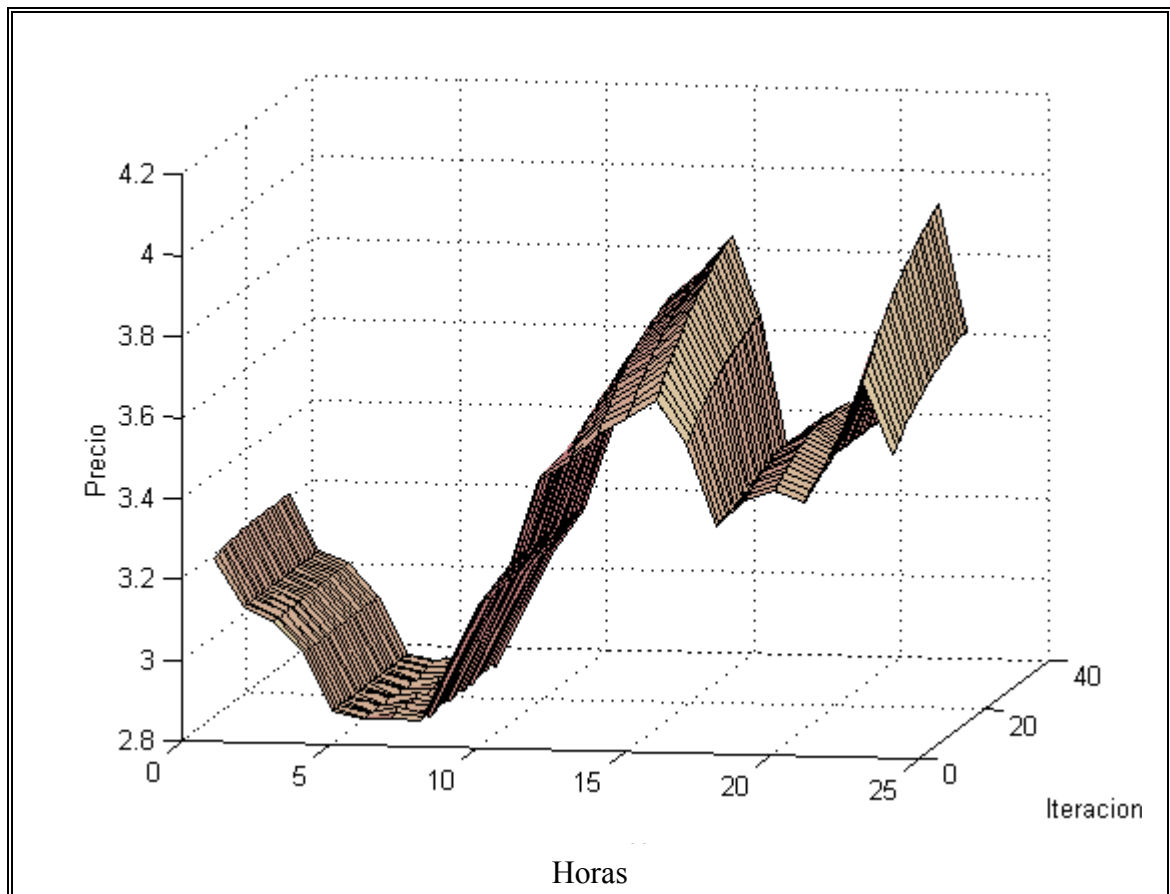


Figura 5.5.8: Evolución de precios en Mercado Básico

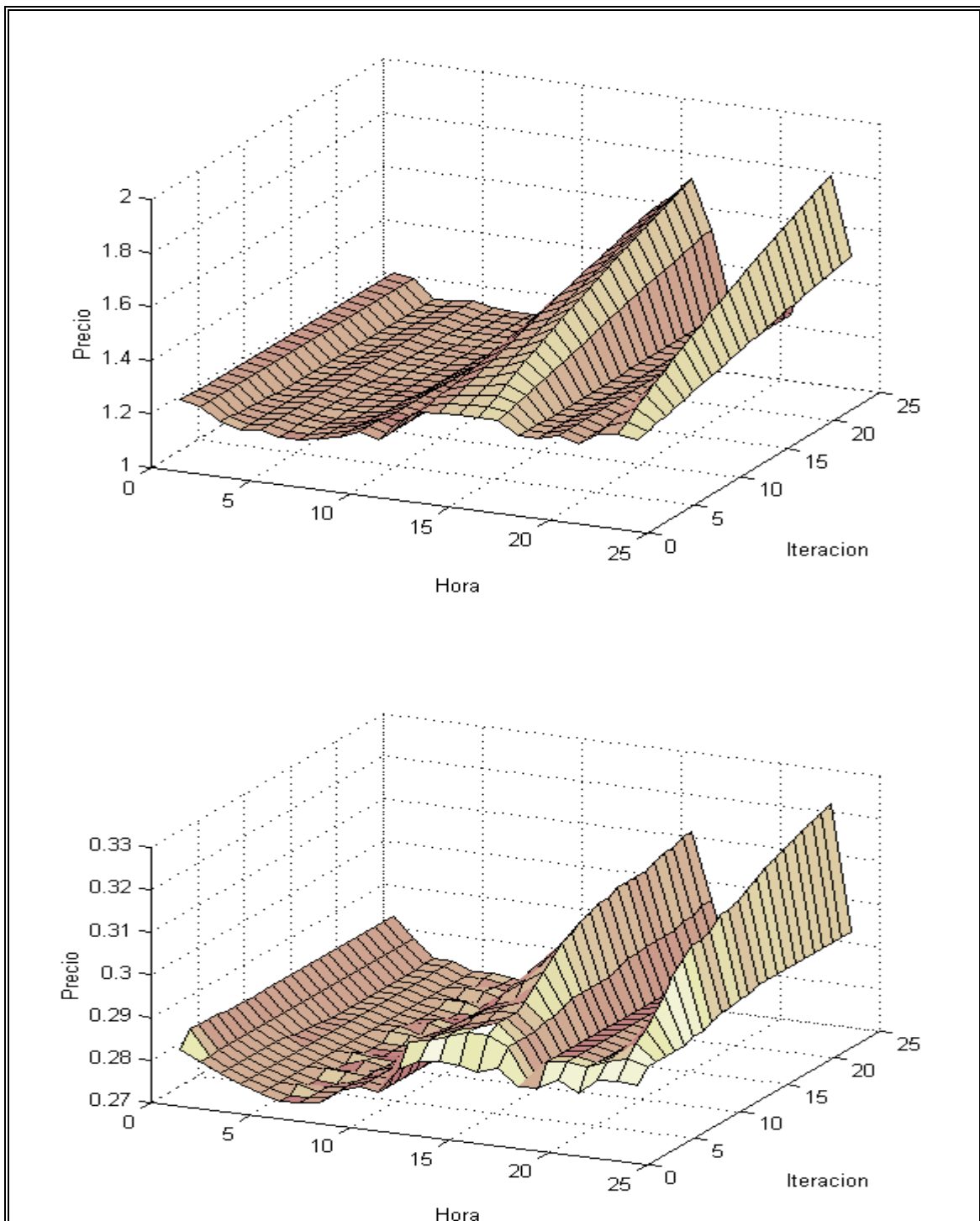


Figura 5.5.9: Evolución en precios de Reservas Sincronizadas Primaria (superior) y Secundaria (inferior).

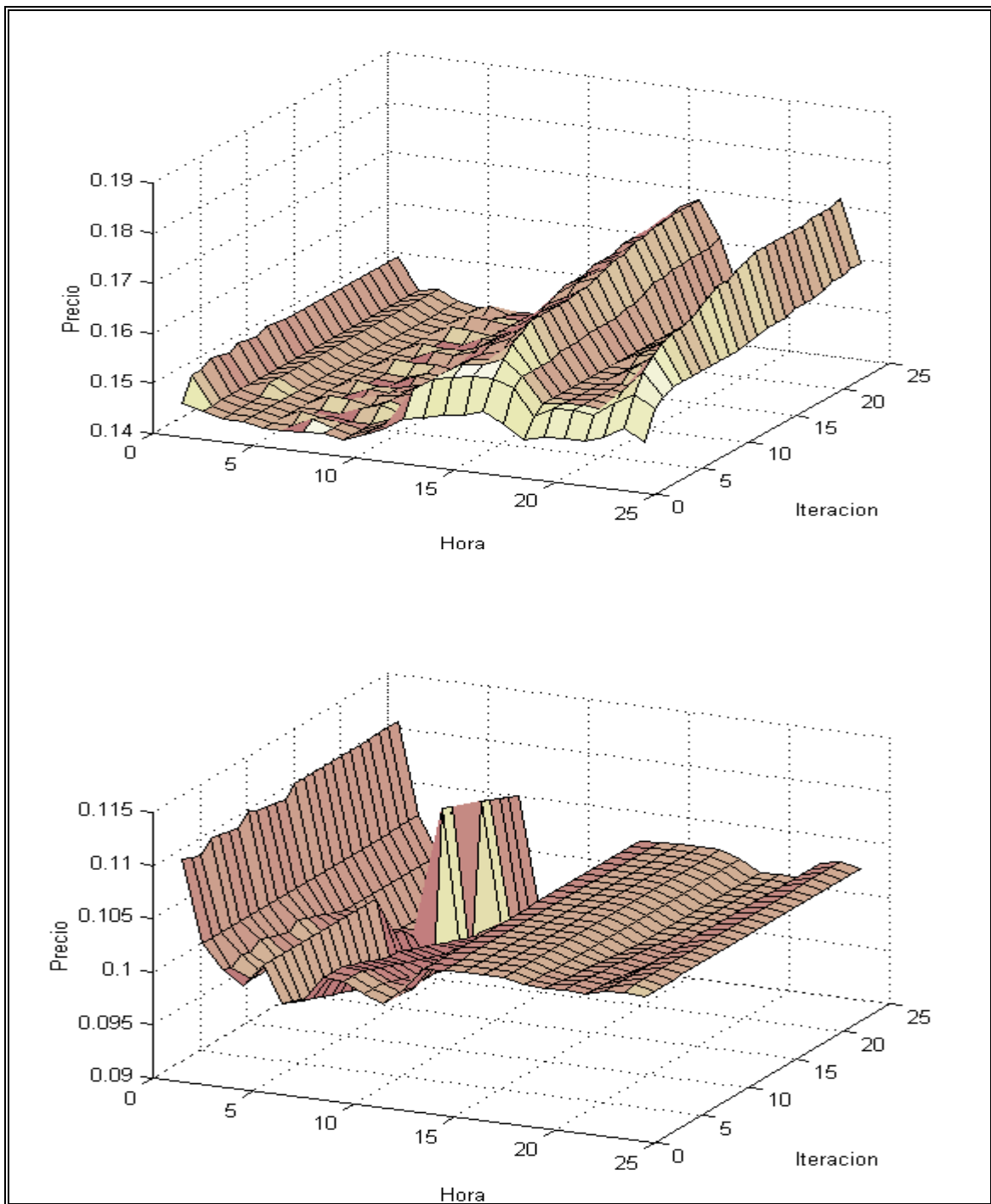


Figura 5.5.10: Evolución de precios en Reservas Sincronizada Terciaria (superior) y no Sincronizada (inferior).

Como se puede ver, la evolución de precios de todos los productos considerados en este ejemplo alcanzan en equilibrio bastante bueno realizadas 24 iteraciones en el proceso de convergencia, hecho por el cual se termina el proceso iterativo, obteniendo el despacho real del sistema.

5.6 Comparación de Costos de los Distintos Escenarios

A continuación (Figura 5.6.1) se presenta el impacto en costos que significa el incluir en la operación los distintos SC y las restricciones de transmisión, según los resultados obtenidos en los puntos anteriores.

Los Escenarios corresponden respectivamente a la transacción sólo de Energía (Escenario1 en capítulo 5.1), a la consideración de un SC en la operación (Escenario2 en capítulo 5.2), a la consideración de dos SC en la operación (Escenario3 en capítulo 5.3), a la consideración de tres SC en la operación (Escenario4 en capítulo 5.4), y a la consideración de cuatro SC en la operación (Escenario5 en capítulo 5.5). Correspondiendo a las barras de color azul los costos producto del despacho ideal, y las de color verde a el costo producto del despacho real.

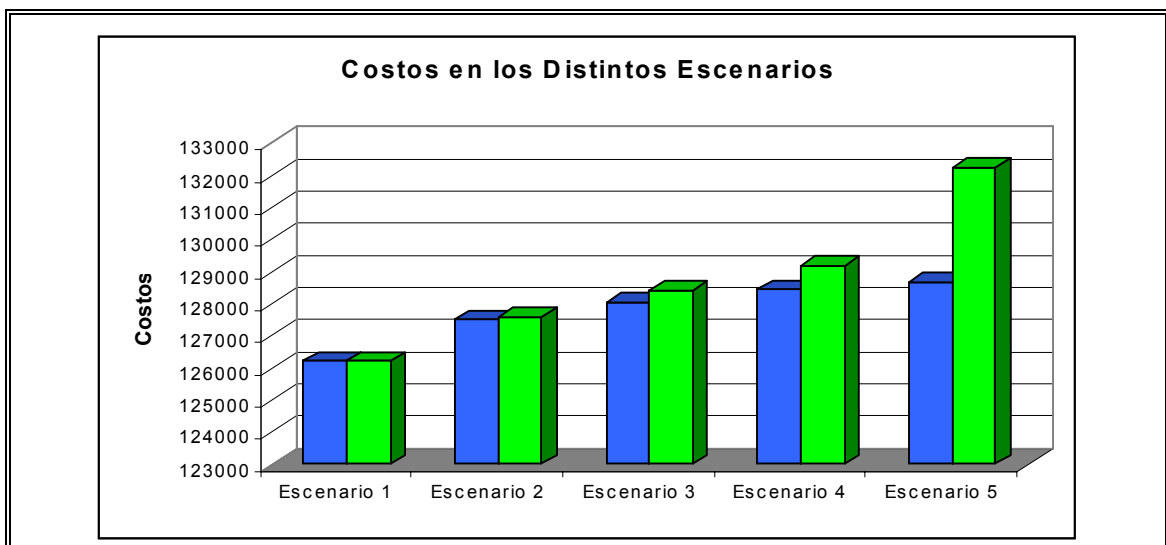


Figura 5.6.1: Costos de operación bajo los distintos escenarios

Como se puede apreciar en el escenario 1 la inclusión de restricciones adicionales de transmisión no alteraron los costos operacionales del sistema, un 0.07%, en el escenario 3 significaron un aumento de precios de un 0.3%, en el escenario 4 significaron un aumento de precios de un 0.6%, y en el escenario 5 significaron un aumento de precios de un 2.8%. Además se puede apreciar que a medida que se agrega un mayor número de servicios los costos operacionales del sistema aumentan, y se produce un mayor número de violaciones en las restricciones de transmisión.

VI CONCLUSIONES

En base al estudio de distintas metodologías y en base a distintos métodos de optimización utilizados o simplemente propuestos en otras investigaciones, se presenta un modelo de mercado que pretende adoptar las fortalezas observadas.

Ante la necesidad de simular la operación de las unidades generadoras y su forma de enfrentar este mercado, se consideraron gran parte de sus características técnicas y operacionales, de esta forma se busca agregar realidad al modelo que simula a estos participantes del mercado, sin embargo, se asume un comportamiento ideal de los participantes en el sentido que sus decisiones no responden al comportamiento esperado de sus competidores, es decir, no se consideran juegos especulativos al momento de realizar sus ofertas.

Entre las conclusiones más importantes se destaca la ventaja de considerar de un sistema de subasta simultánea para despejar los Mercados Básico y de SC's. Sobre este punto, otra conclusión importante es que en un modelo que considere subastas simultáneas de productos sustitutos, una buena forma de enfrentar el problema es que las unidades generadoras realicen sus ofertas en forma de bloques de energía, cada uno de los cuales debe abastecer la demanda existente en cada mercado, estas ofertas son realizadas hora a hora y sus cantidades son calculadas por los generadores en base a los precios que ha fijado el OM para cada uno de los productos en cada hora de operación.

Sobre cómo deben ser considerados los costos de proveer SC's, se concluye que no basta tan sólo con considerar costos por la capacidad de las unidades destinada a abastecer la demanda de cierto SC, se hace necesario además incluir costos por utilización de este SC en tiempo real, es decir, hay que considerar los costos de operación para abastecer la necesidad de cierto SC en caso de ocurrir una contingencia en el sistema.

El modelo desarrollado presenta una propuesta valida que nos permite abordar simultáneamente los Mercados de Energía y de SC's, pudiendo además alcanzar resultados bastante satisfactorios en un número relativamente pequeño de

iteraciones, considerando que se aborda un período de simulación de 24 horas el número de iteraciones equivalente es de una a dos iteraciones por hora para alcanzar el equilibrio total de mercado. Iteraciones que nos proporcionan el despacho y montos de operación de cada uno de los participantes del sistema, los que consideran restricciones intertemporales en sus decisiones, y garantizan además la seguridad y factibilidad en la operación al incluir en su desarrollo la existencia las líneas de transmisión asociadas al sistema.

Un aspecto importante a consideración en la propuesta realizada, es la sensibilidad del modelo propuesto respecto del número de unidades generadoras consideradas en el desarrollo, puesto que ante un número reducido de estas, el resultado obtenido empeora debido a que cada oferente aumenta su porcentaje de participación en la demanda, por lo que la entrada a operación de una unidad o salida de esta significará una gran diferencia en el error porcentual existente entre la oferta y demanda de los productos que se transan.

Otra característica del sistema que se puede observar a medida que se realizó este trabajo, es que si se consideran costos de partida muy altos para las unidades participantes, se puede llegar a resultados poco coherentes, si bien de todas formas se logra un equilibrio de mercado, pueden darse casos en que el despacho real implique un menor costo de operación que el despacho ideal del sistema. La explicación de este punto es clara, demos el ejemplo de una unidad que decide no operar durante el desarrollo del despacho ideal por ser los precios demasiado bajos, por lo cual no pueda enfrentar sus costos de partida. Al aumentar los precios durante el proceso que busca despejar el mercado real, esta unidad entra en operación y no saldrá de esta por significarle un gran costo volver a operar en el futuro, es por esto que causa una reducción en los costos del sistema al aumentar la oferta existente.

Como desarrollos futuros se puede destacar la inclusión de una demanda elástica como una forma en que los compradores formen parte activa de las transacciones, de este modo pueden modificar sus necesidades en base a los precios de mercado lo que sin duda complica aún más lograr un equilibrio total del sistema.

Otro desarrollo importante puede ser la mejora en el procedimiento para lograr un despacho real del sistema, lo que se podría hacer incluyendo las

restricciones de transmisión dentro del proceso de subastas, de esta forma poder realizar una optimización que permita lograr un despacho real en un menor número de pasos, en forma menos aproximada, y posiblemente permita llegar a mejores valores de mercado.

BIBLIOGRAFIA

- [1] E.S. Huse, I. Wangensteen and H.H. Faanes **“Thermal Power Generation Scheduling by Simulated Competition”**. IEEE Transactions on Power Systems. Vol 14, N°2, May 1999.
- [2] G.L. Doorman, Bjorn Nygreen, F **“An Integrated Model for Market Pricing of Energy and Ancillary Services”**
- [3] Harry Singh, Alex Papalexopoulus **“Competitive Procurement of Ancillary Services by an Independent System Operator”** IEEE Transactions on Power Systems. May 1999.
- [4] Jinxiang Zhu, Gary Jordan, Satoru Ihara **“The Market for Spinning Reserve and its Impacts on Energy Prices”** 2000.
- [5] S.Hao, G.A.Angelidis, H.Singh, A.D.Papalexopoulos **“Consumer Payment Minimization in Power Pool Auctions”** IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, N° 3, August 1998.
- [6] M.Aganagic, K.H.Abdul-Rahman, J.G.Waight **“Spot Pricing of Capacities for Generation and Transmission of Reserve in An Extended Poolco Model”** IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, N° 3, August 1998.
- [7] R.Baldick **“The Generalized Unit Commitment Problem”** IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, N° 1, February 1995.
- [8] J.F.Bard **“Short-term Scheduling of Thermal-Electric Generators Using Lagrangian Relaxation”** Operations Research, Vol. 36, N° 5, September-October 1998.

ANEXOS

ANEXO A : MANUAL DEL USUARIO

1. Desarrollo del Programa

En este capítulo se tratará el desarrollo del programa destinado a lograr un predespacho óptimo, basado en competencia por generación de Energía y por la entrega de cada uno de los SC's que se consideren. Se detallará el procedimiento que sigue cada uno de los programas en la búsqueda de este objetivo, es decir, se explica el programa destinado a la toma de decisión por parte de los generadores, y que entrega como resultado final la operación de cada uno de los participantes durante un período de 24 horas, sus ofertas de Energía y de SC. También se explica el método que el OM utiliza para alterar las señales de precio que entrega a los participantes del mercado, de este modo se alteran las ofertas antes generadas, logrando finalmente igualar la curva de oferta con la curva de demanda tanto en la generación de energía como en la entrega de SC.

La solución del problema recién planteado se basa en un modelo uninodal que despeja en forma simultánea el mercado de la Energía y el de los SC's para cada una de las 24 horas consideradas en este desarrollo, esto dada la estrecha relación existente entre ambos mercados. Para considerar los efectos de la red de transmisión en el modelo, fue incorporada y se planteo una solución a tal problema mediante el desarrollo de un tercer programa, de este modo se puede apreciar el efecto en los costos del sistema ante la incorporación de restricciones en la transmisión, permitiendo lograr el despacho real del sistema. El diagrama de bloque presentado a continuación (Figura A.1) aclara cómo se desarrolla el proceso de subasta por medio de los distintos participantes que lo conforman.

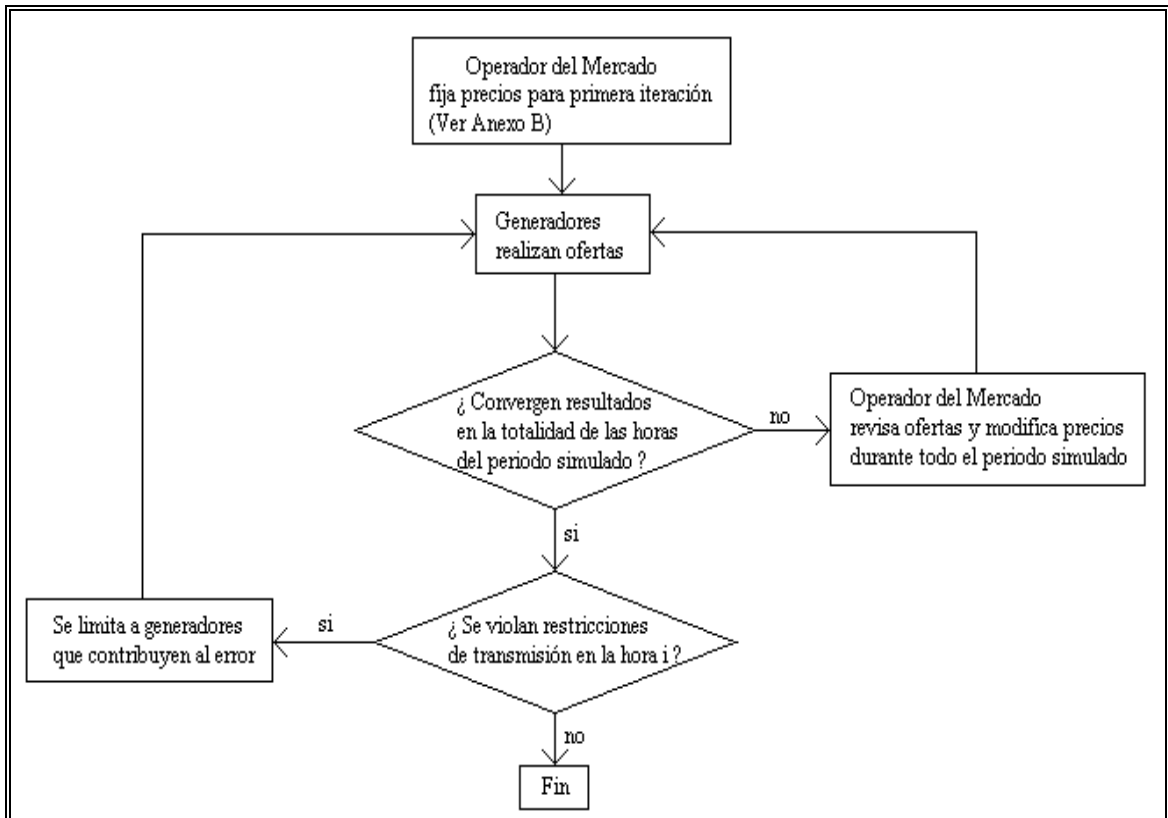


Figura A.1: Diagrama de bloque de la operación del modelo

A continuación se describe el conjunto de archivos y programas que hacen posible la implementación del modelo propuesto.

Archivos

El programa que se desarrollo consta de tres programas principales y una serie de archivos de entrada y de salida, los que contienen información referente a las características de generadores, características de la corrida, demandas, precios, ofertas, operación, sensibilidad de generadores a partir o detenerse, impedancias de línea, potencias máximas, pagos y máxima capacidad de líneas.

A continuación se detalla el contenido de cada uno de los archivos de entrada y de salida.

Generadores_caracteristicas.m

Este archivo de entrada contiene las principales características de los generadores que serán consideradas en la ejecución de los programas principales, las que se detallan a continuación.

a) Pmax (MW)

Corresponde a la potencia máxima que puede ser entregada por el generador debido a restricciones técnicas de los equipos.

b) Pmin (MW)

Corresponde a la potencia mínima que puede ser entregada por el generador, debido a restricciones técnicas de los equipos.

c) MDT (horas)

Corresponde al mínimo tiempo que un generador debe permanecer detenido antes de volver a operar.

d) MUT (horas)

Corresponde al mínimo tiempo que un generador debe permanecer funcionando antes de ser sacado de operación.

e) IC (horas)

Representa la condición inicial del generador antes de comenzar a simular el período de 24 horas, de esta forma si su condición inicial es 3 (IC=3) quiere decir que el generador antes de comenzar la simulación ha estado operando durante 3 horas. En caso de tener una condición inicial por ejemplo de -3 (IC= -3) quiere decir que el generador ha estado detenido durante 3 horas antes de comenzar la simulación. Estos datos son relevantes para saber si el generador puede operar o no en el comienzo de la simulación ya que debe cumplir con sus restricciones de mínimo tiempo de detención (MDT) y mínimo tiempo de operación (MUT).

f) a, b, c, sigma, delta, tau

Corresponden a los índices de la función de costos del generador, la que considera costos de partida si se produce la entrada de un generador al sistema (no se consideran los costos de detención de unidades).

$$\text{Costo} = a + b * P + c * P^2 + \text{sigma} + \text{delta} * (1 - \exp^{-(\text{Toff} / \text{tau})}) \quad (12)$$

Donde “a” corresponde a la componente de costo fijo, “b” corresponde a la componente lineal de la función de costos, “c” corresponde a la componente cuadrática de la función de costos y “P” es la potencia generada. Los índices “sigma”, “delta” y “tau” son considerados en la función de costos en caso de producirse la partida del generador, sobre este mismo punto, “Toff” corresponde al tiempo (en horas) que el generador ha permanecido detenido antes de su partida.

g) t_R1 (segundos)

Corresponde al tiempo de respuesta exigido para la entrega de Reserva Sincronizada Primaria, en base a este tiempo los generadores determinan la máxima cantidad de Reserva Sincronizada Primaria, que pueden ofertar, ya que se encuentran limitados por su rampa incremental de energía.

h) t_R2 (segundos)

Corresponde al tiempo de respuesta exigido para la entrega de Reserva Sincronizada Secundaria, en base a este tiempo los generadores determinan la cantidad máxima de Reserva Sincronizada Secundaria que pueden ofertar, ya que se encuentran limitados por su rampa incremental de energía.

i) t_R3 (segundos)

Corresponde al tiempo de respuesta exigido para la entrega de Reserva Sincronizada Terciaria, en base a este tiempo los generadores determinan la cantidad máxima de Reserva Sincronizada Terciaria que pueden ofertar, ya que se encuentran limitados por su rampa incremental de energía.

j) t_{R4} (segundos)

Corresponde al tiempo de respuesta exigido para la entrega de Reserva no Sincronizada, en base a este tiempo los generadores determinan la cantidad máxima de Reserva no Sincronizada que pueden ofertar, ya que se encuentran limitados por su rampa incremental de energía.

k) Rampa incremental (MW / seg.)

Corresponde a una característica técnica del generador que lo limita a un incremento máximo establecido de MW por segundos.

Características_corrida.m

Este archivo de entrada, entrega información referente a los servicios complementarios que serán o no considerados en la simulación, es decir, se indica si se requiere reserva primaria, secundaria, terciaria o no sincronizada. Finalmente establece el factor de probabilidad x que representa la posibilidad de que tal SC sea utilizado en tiempo real. Esto significa que al considerarse costos por la entrega de cierto servicio se agrega a la función de costos del generador el término:

$$x * b * PR + x * c * PR^2 \quad (13)$$

Donde “b” es el factor lineal de la función de costos del generador, “c” es la componente cuadrática de la función de costos del generador y “PR” es la potencia del servicio complementario que se está ofertando.

De esta forma la información existente en este archivo es la siguiente:

a) Reseva1(1-0), Reserva2(1-0), Reserva3(1-0), Reserva4(1-0)

Si la simulación debe considerar o no ofertas de reserva primaria, secundaria, terciaria o no sincronizada en el cálculo del predespacho, se debe asignar un “1” bajo cada una de las opciones en que si se considere, y un “0” en caso contrario.

b) costos res.1(1-0), costos res.2(1-0), costos res.3(1-0), costos res.4(1-0)

En caso de considerar Reserva Sincronizada Primaria, Reserva Sincronizada Secundaria, Reserva Sincronizada Terciaria o Reserva no Sincronizada en la simulación, esta opción indica si se considera un costo asociado a la entrega de este servicio. Entonces un “1” indica que si existe un costo asociado y un “0” indica que no existen costos por la entrega de cada uno de estos servicios.

c) índice de prob. en costo(entre 0-1)

Esta opción es un ponderador al costo asignado para la entrega de SC, esto debido a que existe la probabilidad de no incurrir en costos asociados a la entrega de cierto servicio por la ausencia de contingencias en el sistema, de esta forma no existe razón para considerar del mismo modo los costos en la entrega de energía para el Mercado Básico y los costos en la entrega de energía para el Mercado de SC's.

demanda.m

Este archivo contiene la información de todas las demandas tanto para el Mercado Básico como para el de los SC's durante el período de 24 horas que se está simulando. En este archivo cada una de las demandas de SC's se presentan como un porcentaje de la demanda total para el Mercado Básico durante cierta hora.

precios.m

Este archivo contiene los precios para el Mercado Básico y cada uno de los SC's en cada una de las 24 horas que se simularán. Primeramente este archivo es generado por el programa *Estimacion_inicial.m*, luego es leído por el programa *PD_generadores.m* el que simula la decisión de los generadores. En base a la decisión de los generadores el programa *Operador.m* que simula la acción del OM modifica este archivo (precios.m) obligando de este modo a que los generadores cambien sus ofertas si fuese necesario.

La rápida convergencia a una solución óptima depende de lo adecuado de los valores asignados en un comienzo para este archivo, esto se logra básicamente

por experiencia, logrando así relacionar para distintos niveles de demanda los precios iniciales de este archivo.

Ofertas.m

Este archivo es generado completamente por el programa *PD_generadore.m* y contiene la totalidad de las ofertas realizadas por cada generador del sistema para cada una de las 24 horas del período simulado. A partir de este archivo el OM (programa *Operador.m*) obtiene la ofertas totales de energía y reservas para cada una de las horas simuladas y las puede comparar con los requerimientos que aparecen en el archivo *demanda.m*, esta es la base para determinar si cada uno de los precios asignados en el archivo *precios.m* debe subir o bajar.

Operacion.m

Este archivo es generado completamente por el programa *PD_generadores.m* y representa mediante unos y ceros la operación de cada uno de los generadores del sistema, de este modo, un “1” significa que el generador está sincronizado y un “0” significa que el generador no está sincronizado. Esta información es recogida por el Operador del Mercado (programa *Operador.m*) y utilizada en la metodología para modifica los precios, ya que el OM puede saber cuantas unidades se encuentran sincronizadas y cuales son, al igual que con las no sincronizadas.

idiff0.m

Este archivo generado por el programa *PD_generadores* entrega valores que representan el beneficio que significa para el generador el estar generando una determinada hora respecto a no estarlo, y se obtiene de la programación dinámica que realiza cada generador para determinar su operación. Es posible que este valor sea negativo ya que un generador puede preferir perder dinero a cierta hora pues el beneficio en las horas siguientes será mayor debido a esa decisión.

Esta información es utilizada por el O.M. (programa *Operador.m*), de este modo se pude tener una medida de cuanto debe modificar los precios en

determinadas horas para lograr que ciertas unidades dejen de operar, la motivación para hacer esto es la falta de unidades no sincronizadas utilizadas para proveer la cantidad de Reserva no Sincronizada necesaria.

idiff1.m

Este archivo generado por el programa *PD_generadores* y entrega valores que representan la diferencia en beneficio que significa para el generador el no generar una determinada hora respecto de si hacerlo, y se obtiene de la programación dinámica que realiza cada generador para determinar su operación. Es posible que este valor sea negativo ya que un generador puede preferir perder dinero cierta hora pues el beneficio en las horas siguientes será mayor debido a esa decisión.

Esta información es utilizada por el programa *Operador.m*, de este modo se puede tener una medida de cuanto debe modificar los precios en determinadas horas para lograr que ciertas unidades comiencen a operar sincronizadamente, la motivación para hacer esto es la falta de unidades sincronizadas encargadas de proveer energía y reservas sincronizadas.

Impedancias.m

Corresponde a un archivo de entrada, y contiene las impedancias de las líneas que unen las barras del sistema de transmisión.

Pot_max.m

Entrega el límite de generación máxima establecido para cada uno de los generadores en cada una de las 24 horas de operación, si bien este límite depende de las características de la unidad generadora, puede ser reducido en ciertas horas por el OSIS para evitar la saturación de ciertas líneas de transmisión.

Pagos.m

Es un archivo de salida que contiene el costo total de la operación del sistema así como también los costos por generador, debido a los pagos realizados en base a las ofertas y los precios de equilibrio.

Trans_max.m

Este archivo de entrada contiene las capacidades máximas de transmisión para cada una de las líneas que conforman la red.

Programas principales

Los programas principales que se desarrollaron son tres, el primer programas (*PD_generadores.m*) tienen como objetivo simular las decisiones tomadas por los generadores ante las señales de precios entregadas por el OM, el segundo programa (*Operador_mercado.m*) simula las decisiones en el cambio de precio que realiza el OM como respuesta a las ofertas entregadas por los generadores, finalmente se realizó un tercer programa (*Operador_independiente.m*) cuyo objetivo es resolver el problema original considerando las restricciones de incorporar la red de transmisión.

La descripción detallada de cómo opera cada uno de estos programas se realizará en los siguientes puntos.

Programa PD_generadores.m

Este programa mediante Programación Dinámica hacia delante, determina la operación de cada uno de los generadores para cada una de las 24 horas en análisis, es decir, determina si un determinado generador opera o no, y los niveles de energía para el Mercado Básico y de SC's que son ofertados para cada hora. Además le entrega la información necesaria al Operador del Mercado para que este pueda modificar en forma adecuada los precios que serán utilizados nuevamente por este programa (*PD_generadores.m*) en la siguiente iteración.

paso1:

Como primer paso el programa realiza la lectura del archivo *Pot_max.m* el cual contiene la restricción de potencia máxima a que puede operar cada unidad durante cada una de las 24 horas. Si bien esta restricción está determinada por las características de cada unidad generadora, esta puede ser modificada por el programa *Operador_independiente.m* en determinadas horas con el objeto de evitar la saturación de ciertas líneas.

paso2:

El programa realiza la lectura del archivo *Caracteristicas_corrida.m*, con esta acción determina que SC's son considerados en la simulación, y cómo se pondera su componente de costo en el caso de ser considerados.

paso 3:

El programa lee el archivo *precios.m* entregado por el OM, guardando (en vectores de 1x24) los precios para Mercado Básico, Reserva Sincronizada Primaria, Secundaria, Terciaria y no Sincronizada para cada una de las 24 horas.

paso 4:

El programa realiza la lectura del archivo *Generadores_caracteristicas.m*, el cual contiene la información de cada generador referente a niveles de operación, restricciones técnicas de unidades y costos.

paso 5:

Se determinan los límites de oferta máxima para la entrega de cada uno de los SC's, mediante la multiplicación de la rampa incremental de energía de cada generador con los requerimientos de tiempo mínimo de respuesta para la entrega de cada uno de los servicios considerados. De esta forma cada generador se encuentra limitado por su generación máxima y por su rampa incremental de energía para la entrega de reservas. En el caso de entrega de Reserva no Sincronizada el generador además se encuentra limitado por la restricción de potencia mínima que puede

entregar la unidad.

paso 6:

El programa comienza resolviendo el problema generador por generador durante el período de simulación (24 horas), una vez terminado el proceso para un generador continua con el siguiente. Para realizar esto, el programa se ubica en la primera hora de simulación, y en base a la condición inicial (IC) del generador, se determinan las opciones de su operación para la hora siguiente, una vez resuelto el problema para esta hora, se pasa a la siguiente hora donde la condición inicial para esta será considerada en conjunto con la decisión adoptada anteriormente. Las opciones para la operación de un generador en determinada hora son las siguientes:

i) Operar ofertando energía para el Mercado Básico y de SC's

Para que el generador pueda operar durante la hora en curso, debe producirse uno de los siguientes casos:

- La hora anterior el generador se encontraba generando
- La hora anterior el generador estaba detenido pero ha cumplido con su mínimo tiempo de detención.

ii) No operar ofertando reserva no sincronizada

Para que el generador no opere durante la hora en curso, debe producirse uno de los siguientes casos:

- La hora anterior el generador se encontraba detenido.
- La hora anterior el generador se encontraba operando pero ya ha cumplido con su mínimo tiempo de operación.

iii) No operar y no ofertar

Para que el generador no opere durante la hora en curso, deben producirse los mismos casos señalados en ii).

paso 7:

El programa calcula mediante el método del gradiente la operación óptima de cada generador para la hora en curso en cada uno de los casos mencionados en el paso 6 (si existe la factibilidad para que ocurran tales casos). De las soluciones obtenidas mediante este procedimiento, el programa guarda las dos mejores. Es decir, para cada hora el programa toma las dos mejores soluciones factibles, esto significa que el programa sigue dos rutas de operación distintas, al llegar a la última hora de operación el programa elige el despacho que le reporte mayores beneficios al generador. A continuación se explican las ecuaciones y restricciones que se emplearon al resolver del problema mediante el método del gradiente en cada una de las opciones de generación existentes.

i) Si hay factibilidad de operar y el generador operaba la hora anterior.

En este caso la función a maximizar por parte del generador corresponde a la venta de Energía y SC menos la función de costos del generador, sin incluir costos de partida.

$$\begin{aligned}
 \text{Max} \quad & (\lambda n * Pen + \lambda 1 * R1 + \lambda 2 * R2 + \lambda 3 * R3) - (a + b * Pen + c * Pen^2) \\
 & - (x * b * R1 + x * b * R2 + x * b * R3) \\
 & - (x * c * R1^2 + x * c * R2^2 + x * c * R3^2) \\
 \text{Sa.} \quad & 1) \quad Pen + R1 + R2 + R3 \leq Pmax \\
 & 2) \quad Pen - R1 \geq Pmin \\
 & 3) \quad R1 \leq R1max \\
 & 4) \quad R2 \leq R2max \\
 & 5) \quad R3 \leq R3max \\
 & 6) \quad Pen, R1, R2, R3 \geq 0
 \end{aligned} \tag{14}$$

Como se puede apreciar en esta formulación, se han incluido costos por proveer SC, los que se ponderan por un índice de probabilidad x que representa la

probabilidad de incurrir en costos por ser requerido tal servicio en tiempo real, debido a la existencia de contingencias en el sistema. En esta formulación además se han incluido todos los SC's sincronizados que contempla el programa, existiendo la opción de omitir algunos (ver archivo *Caracteristicas_corrida.m*).

Las restricciones del problema corresponden a las limitaciones en generación que posee cada unidad, tanto para proveer energía para el Mercado Básico como para el de los SC's.

Si la solución obtenida en este caso es una de las dos escogidas para continuar con la simulación durante las horas siguientes (por significar un mayor beneficio en la operación total del generador), entonces como salida para el archivo *operación.m* se guardará un "1", además la variable *Toff* que indica el tiempo que la unidad ha estado detenida se mantiene en cero ya la unidad operaba la hora anterior.

ii) Si hay factibilidad de operar y el generador no operaba la hora anterior.

En este caso la función a maximizar por parte del generador corresponde a la venta de Energía y SC menos la función de costos del generador, pero como en este caso el generador comienza a operar luego de haber estado detenido, deben incluirse los costos de partida.

$$\begin{aligned}
 \text{Max} \quad & (\lambda_n * Pen + \lambda_1 * R1 + \lambda_2 * R2 + \lambda_3 * R3) - (a + b * Pen + c * Pen^2) \\
 & - (x * b * R1 + x * b * R2 + x * R3) \\
 & - (x * c * R1^2 + x * c * R2^2 + x * c * R3^2) \\
 & - \text{sigma} - \text{delta} * (1 - e^{-(Toff / \text{tau})})
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Sa.} \quad & 1) \quad Pen + R1 + R2 + R3 \leq Pmax \\
 & 2) \quad Pen - R1 \geq Pmin \\
 & 3) \quad R1 \leq R1max \\
 & 4) \quad R2 \leq R2max \\
 & 5) \quad R3 \leq R3max \\
 & 6) \quad Pen, R1, R2, R3 \geq 0
 \end{aligned} \tag{15}$$

Si la solución obtenida en este caso es una de las dos escogidas para continuar con la simulación durante las horas siguientes (por significar un mayor beneficio en la operación total del generador), entonces como salida para el archivo *operación.m* se guardará un "1", además la variable Toff que indica el tiempo que la unidad ha estado detenida pasa a cero ya que antes la unidad se encontraba detenida y ahora comienza su operación.

- iii) Si hay factibilidad de no operar y el generador no operaba la hora anterior.

En este caso una opción es la entrega de reserva no sincronizada, la función a maximizar por parte del generador en este caso corresponde a la venta de este servicio, asumiendo la posibilidad de considerar costos por su entrega.

$$\begin{aligned}
 \text{Max} \quad & (\lambda_4 * R_4) - (x * a + x * b * R_4 + x * c * R_4^2) \\
 \text{Sa.} \quad & 1) \quad R_4 \leq R_{4max} \\
 & 2) \quad R_4 \geq P_{min}
 \end{aligned} \tag{16}$$

Si la solución obtenida en este caso es una de las dos escogidas para continuar con la simulación durante las horas siguientes (por significar un mayor beneficio en la operación total del generador), entonces como salida para el archivo *operación.m* se guardará un "0", además la variable Toff que indica el tiempo que la unidad ha estado detenida se incrementa en una unidad.

Otra opción en este caso es que la unidad no opere y no oferte reserva no sincronizada, de esta forma el beneficio obtenido por el generador para esta hora será cero. Esta opción puede ser preferida a las anteriores en que se oferta energía para el Mercado Básico y de SC's pues al existir funciones de costo asociadas a estos mercados, pueden reportar beneficios negativos para el generador.

- iv) Si hay factibilidad de no operar y el generador operaba la hora anterior.

En este caso una opción es la entrega de reserva no sincronizada, la función a maximizar por parte del generador en este caso corresponde a la venta de este servicio, asumiendo la posibilidad de considerar costos por su entrega.

$$\begin{aligned}
 &Max \quad (\lambda_4 * R_4) - (x * a + x * b * R_4 + x * c * R_4^2) \\
 &Sa. \quad 1) \quad R_4 \leq R_{4max} \\
 &\quad \quad 2) \quad R_4 \geq P_{min}
 \end{aligned} \tag{17}$$

Si la solución obtenida en este caso es una de las dos escogidas para continuar con la simulación durante las horas siguientes (por significar un mayor beneficio en la operación total del generador), entonces como salida para el archivo *operación.m* se guardará un "0", además la variable Toff que indica el tiempo que la unidad ha estado detenida pasa de valer "0" a valer "1".

Otra opción en este caso es que la unidad no opere y no oferte reserva no sincronizada, de esta forma el beneficio obtenido por el generador para esta hora será cero. Esta opción puede ser preferida a las anteriores en que se oferta energía, reservas sincronizadas y reservas no sincronizada pues al existir funciones de costo asociadas a ellas pueden reportar beneficios negativos para el generador.

A continuación en la (Figura A.1) se presenta en forma esquemática el proceso que realiza el programa en la búsqueda de la operación óptima para cada uno de los generadores durante el período de 24 horas de simulación.

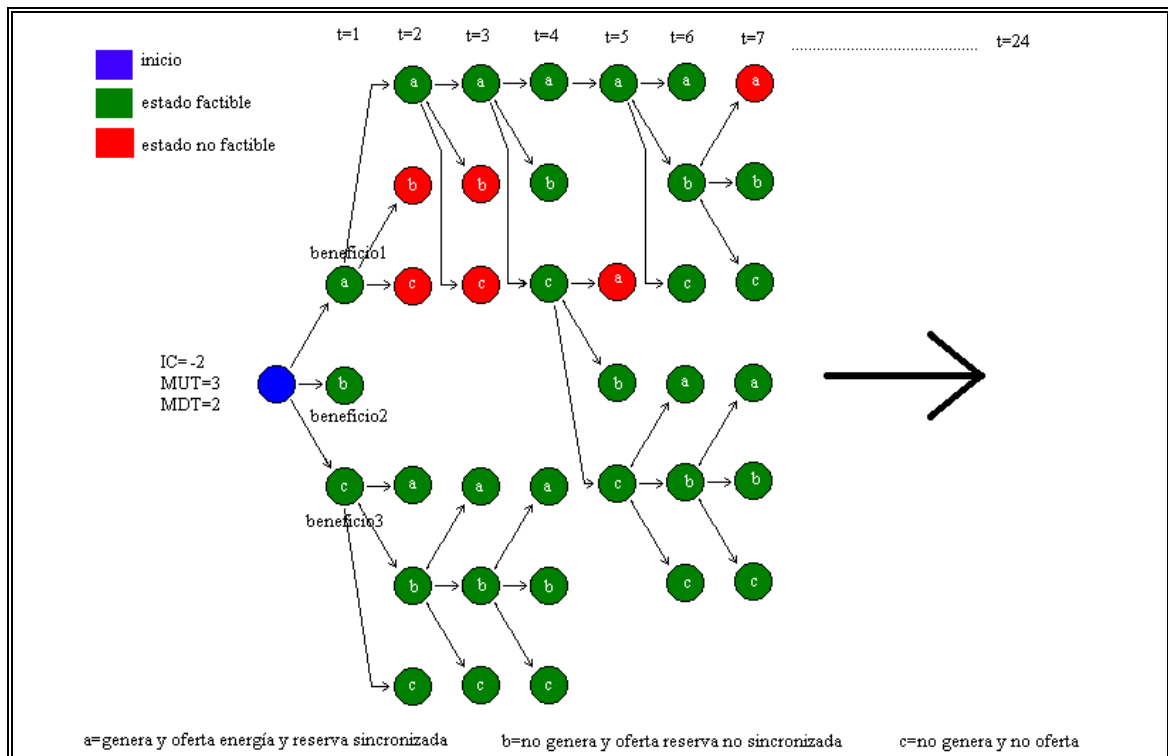


Figura A.2: Programación dinámica hacia adelante

Como se puede apreciar en la figura, el generador inicialmente se encuentra detenido desde hace 2 horas ($IC = -2$) esto significa que ha cumplido con su mínimo tiempo de detención (MDT) de esta forma para la primera hora de simulación existe factibilidad tanto para operar como para no hacerlo, se procederá a listar los pasos que se siguen a continuación.

Hora 1:

- Se calcula el beneficio que le reporta al generador cada opción a, b ó c.
- El programa se queda con las dos mejores opciones (a y c en este caso).

Hora2:

- A partir de las posibilidades factibles de operación, el generador calcula nuevamente los beneficios en cada caso.
- De las opciones factibles para la segunda hora (a, b y c) el programa se queda con las dos mejores (a y b en este caso).

Hora 3:

- A partir de las posibilidades factibles de operación para el generador se calculan nuevamente los beneficios.
- De las opciones factibles para la tercera hora (a, a, b y c) el programa se queda con las dos mejores (a y b en este caso).

Al terminar este procedimiento, es decir, al llegar a la hora 24, de las dos rutas despejadas el programa elige la que reporta mayores beneficios al generador, guardando la operación en el archivo *Operación.m* y las ofertas en el archivo *Oferetas.m*, además se crean los archivos *idiff0.m* e *idiff1.m* en el primero se almacena la diferencia en beneficios que motivaron la elección de generar cierta hora respecto a no hacerlo y en el segundo se almacena la diferencia en beneficios que motivaron la elección de no generar determinada hora respecto a si hacerlo.

Programa Operador_mercado.m

Este programa simula la acción del Operador de Mercado y su función es la de revisar las ofertas entregadas por los generadores tanto para la Energía como para los SC's, en base a estas ofertas el programa toma decisiones para modificar los precios que serán entregados a los generadores para cada una de las 24 horas, y cada uno de los SC's incluyendo el Mercado Básico, de esta forma se busca modificar las ofertas que ellos generen y de este modo igualar las curvas de oferta y demanda.

A continuación se presenta en forma simplificada cada una de las operaciones que el programa realiza en la búsqueda de este objetivo.

paso 1:

Como primer paso este programa realiza la lectura del archivo *Caracteristicas_corrida.m*, con esta acción determina que SC's son considerados en la simulación, y cual es su componente de costo en caso de ser considerados.

paso 2:

El programa lee el archivo *demanda.m* de este modo conoce todas las demandas para el período de simulación, con estos datos procede a entregar dos

gráficos, el primero muestra la demanda de energía para el Mercado Básico y el segundo muestra las demandas de SC's.

paso 3:

El programa lee el archivo *precios.m*, guardando (en vectores de 1x24) los precios para Energía, Reserva Sincronizada Primaria, Reserva Sincronizada Secundaria, Reserva Sincronizada Terciaria, y Reserva no sincronizada. Estos precios representan las señales enviadas en la iteración anterior al programa que simula las decisiones tomadas por los generadores (*PD_generadores.m*), estos precios serán la base de los precios que se entregarán a los oferentes (programa *PD_generadores.m*) en la próxima iteración.

paso 4:

Del archivo *Generadores_caracteristicas.m* se leen algunas de las características de los generadores que le serán de utilidad en el cálculo de los precios para la siguiente iteración (ver paso 7), los datos leídos son:

- La componente lineal de la función de costos de cada generador.
- La componente cuadrática de la función de costos de cada generador.
- Límite inferior de la potencia entregada por el generador.
- Límite superior de la potencia entregada para cada servicio complementario.

paso 5:

Lectura del archivo *Pot_max.m* el cual contiene la restricción de potencia máxima a que puede operar cada unidad durante cada una de las 24 horas. Si bien esta restricción está determinada por las características de cada unidad generadora, esta puede ser modificada por el programa *Operador_independiente.m* en determinadas horas con el objeto de evitar la saturación de ciertas líneas.

paso 6:

El programa calcula las cantidades máximas que se pueden ofertar por hora en base a las unidades que se encuentran en operación en base al archivo *Operación.m*, del mismo modo se calcula el máximo de reserva no sincronizada que

se puede ofertar por hora en base a las unidades que no se encuentran en operación. Esta información nos dará un indicio de en cuales horas será necesario aumentar o disminuir el precio tanto de energía como de SC de modo de lograr que ciertas unidades entren o salgan de operación. Para tener una estimación de la variación que deben sufrir estos precios se recurre a los archivos *idiff0.m* e *idiff1.m* que como ya se mencionó nos indican cuanto estaría dispuesto cada generador a perder antes de cambiar la operación escogida para cierta hora, este método nos permite realizar un ajuste grueso para tener en operación la cantidad de unidades suficientes para abastecer la demanda de Energía y SC como también para tener unidades suficientes que provean Reserva no Sincronizada.

paso 7:

El programa realiza la lectura de ofertas que se encuentran en el archivo *Ofertas.m*, con estos valores procede a calcular el error existente entre la oferta y la demanda tanto en Energía como en SC (por cada hora), luego gráfica en conjunto la demanda, la oferta y el error que existente.

paso 8:

En base al error existente, se procede a realizar un ajuste de precios que pretende reducir el error entre las curvas de oferta y demanda, básicamente el procedimiento es el siguiente.

i) Si el error es negativo

Esto significa que la oferta para tal servicio fue insuficiente, por lo que será necesario recurrir a un aumento en el precio. Para realizar tal aumento de precio se utiliza el método del subgradiente, por lo tanto, si llamamos λ al precio de cualquiera de nuestros productos el nuevo valor para tal precio será el siguiente.

$$\lambda^{nuevo} = \lambda^{anterior} + \frac{|error|}{(Demanda * (factor))} \quad (18)$$

El la medida que mayor sea el valor del término “factor” que aparece en la fórmula, el aumento del precio será menor y permitirá realizar un ajuste más fino, como contraparte si el valor de tal termino es muy elevado se requerirá de muchas

iteraciones antes de llegar al óptimo, por esta razón el término “factor” se estima en base al porcentaje de error existente.

ii) Si el error es positivo

Un error positivo nos indica que el valor asignado a tal servicio deberá ser reducido, obligando una disminución en las ofertas de este servicio por parte de los generadores. Para realizar el cálculo de reducción en los precios, se utiliza programación cuadrática para minimizar las funciones de costos de los generadores que se encuentran en operación, por esta razón son necesarias las componentes lineal y cuadrática de las funciones de costo de estos generadores. La utilización de programación cuadrática en este proceso se debe a que permite resolver un problema que contiene términos cuadráticos en la función objetivo y restricciones lineales, su formulación es la siguiente.

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_{n=1}^N b_n * Pen_n + b1_n * R1_n + b2_n * R2_n + b3_n * R3_n \\ & + \sum_{n=1}^N c_n * Pen_n^2 + c1_n * R1_n^2 + c2_n * R2_n^2 + c3_n * R3_n^2 \end{aligned} \quad (19)$$

$$\begin{aligned} \text{Sa.} \quad & 1) \quad Pen_n + R1_n + R2_n + R3_n \leq Pmax_n \\ & 2) \quad Pen_n - R1_n \geq Pmin_n \\ & 3) \quad R1_n \leq R1max_n \\ & 4) \quad R2_n \leq R2max_n \\ & 5) \quad R3_n \leq R3max_n \\ & 6) \quad \sum_{n=1}^N Pen_n = Demanda \quad energia \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
7) \quad & \sum_{n=1}^N R1_n = \text{Demanda reserva primaria} \\
8) \quad & \sum_{n=1}^N R2_n = \text{Demanda reserva secundaria} \\
9) \quad & \sum_{n=1}^N R3_n = \text{Demanda reserva terciaria} \\
6) \quad & Pen_n, R1_n, R2_n, R3_n \geq 0
\end{aligned}$$

Mediante este proceso se obtiene los multiplicadores de Lagrange (λ) que representan la solución correspondiente al nuevo precio que minimiza los costos totales de estos generadores y cumple además con la condición de abastecer las demandas. Como siguiente paso el programa realiza el cálculo del precio que será entregado a los generadores para ello realiza el siguiente ajuste.

$$\lambda_{nuevo} = \alpha * \lambda_{anterior} + (1 - \alpha) * \lambda_{calculado} \quad (20)$$

Donde α es un parámetro entre 0 y 1 que nos indica cuanto se pondera el nuevo valor calculado respecto al que existía anteriormente, este parámetro se estima en base al porcentaje de error existente, de esta forma si el error es pequeño α será cercano a 1 y si el error es mayor α será más cercano a cero.

paso 9:

Los nuevos precios calculados reemplazan los valores existentes en el archivo *precios.m*.

paso 10:

Finalmente el programa calcula el costo total de la operación en base a estos precios.

Heurística utilizada en el programa *Operador.m*

Como se pudo ver el programa *Operador_mercado.m* realiza una serie de metodologías para ajustar los precios para el Mercado Básico como de cada uno de los SC's. Sin embargo la estrecha relación existente entre cada uno de estos

productos implica que al variar el precio en alguno de ellos no cambia sólo la oferta de este, sino que también varía la oferta de los demás productos, es por esto, que para poder converger a los niveles de generación adecuados fue necesario implementar una heurística que decidiera en que casos aplicar las metodologías de alza y baja de precios ya explicadas en el programa *Operador_mercado.m* en el punto anterior.

Otro factor importante a considerar es que el programa se desarrollo de modo que permite que reservas de mayor calidad puedan abastecer la demanda de reservas de menor calidad. De este modo, por ejemplo, ante la falta de Reserva Sincronizada Secundaria o Terciaria pueda aumentarse el precio de la Reserva Sincronizada Primaria para poder abastecer el déficit existente mediante la sobre oferta de este último SC, del mismo modo un excedente en la oferta de Reserva Sincronizada Terciaria puede ser ocasionado por sobreoferta de Reserva Sincronizada Primaria, Secundaria, Terciaria o combinaciones de estas. Los pasos y detalles de la heurística utilizada se explican a continuación.

d) El programa se ubica en la primera hora del período

El programa realizará el ajuste de precios hora a hora, comenzando por la primera hora del período.

e) Se verifica si las unidades tanto en operación como detenidas son suficientes para abastecer cada una de las demandas.

El programa calcula en base a las unidades que se encuentran sincronizadas cual es la máxima oferta existente, esto lo realiza sumando las potencias máximas de cada uno de estos generadores. Si la máxima potencia ofertada supera la suma de demandas de energía para los Mercado Básico y de SC's entonces no será necesario sincronizar una nueva unidad a la operación. Pero si la máxima potencia ofertada no es suficiente para abastecer estas demandas, será necesario sincronizar una unidad adicional a la operación.

Del mismo modo si la máxima oferta de reserva no sincronizada producto de las unidades que se encuentran no sincronizadas, no es suficiente para

abastecer esta demanda, será necesario sacar de sincronismo alguna de las unidades que operan durante esa hora.

i) Ingreso de una unidad sincronizada adicional

Para lograr que una unidad comience a operar en determinada hora será necesario realizar un ajuste mayor en los precios, para ello deberemos revisar el archivo *idiff1.m* que como ya se mencionó indica cual es la diferencia en beneficio que llevo al generador a decidir no operar cierta hora respecto de si hacerlo. A continuación se presenta la estimación de cuanto debe subir cada uno de los cuatro precios (precios para Mercado Básico más tres Reservas Sincronizadas) para lograr que alguno de los generadores logre el aumento suficiente de sus beneficios y tome la decisión de operar durante esa hora.

Se comienza definiendo una cantidad inicial DELTA a repartir como incremento para cada uno de los precios, esta repartición se realiza en base al porcentaje de la potencia máxima que representa cada uno de los SC's considerados, así por ejemplo si la potencia máxima del generador es de 100 MW y la cantidad máxima de Reserva Sincronizada Primaria que puede ofertar el generador es de 10 MW, entonces el incremento en el precio de la Reserva Sincronizada Primaria será del 10% de DELTA.

Se procede a estimar el incremento en beneficio que le reportaría a cada generador el aumento en precios recién calculado. Este incremento se calcula asumiendo que el generador entrante operará a su máxima capacidad, de este modo el incremento en el beneficio esta dado por.

$$\Delta \text{beneficio} = DELTA * MAX.energía + DELTA * (MAX.Re s1)^2 / Pmax + DELTA * (MAX.Re s2)^2 / Pmax + DELTA * (MAX.Re s3)^2 / Pmax \quad (21)$$

De esta forma se calcula el incremento para cada uno de los generadores que no se encuentran en operación, si para ninguno de ellos se supera el incremento necesario para que comience a operar, entonces se aumenta el valor de DELTA en 0.1 y se realiza nuevamente este cálculo, hasta lograr que algún generador supere la diferencia en beneficio que lo obligaba a no generar. Este aumento en el precio se

realizará sólo sobre aquellos servicios en que exista suboferta ya que de lo contrario al aumentar su precio, su oferta crecerá lográndose el aumento del error existente en tales servicios.

Finalmente si en el archivo *idiff1.m* para la hora en análisis existe algún término negativo, significa que existen generadores dispuestos a operar durante tal hora pero no lo hacen debido al beneficio futuro que les reporta el no hacerlo, en estos casos no se realizará el ajuste de precios recién mencionado, la justificación para no hacerlo es que los ajustes en precios tanto para las horas actuales como para las futuras, logran hacer que la unidad faltante entre en operación sin necesidad de realizar una modificación tan drástica en los precios para esta hora.

ii) Necesidad de ingresar una unidad para proveer Reserva no Sincronizada

Para lograr que una unidad salga de sincronía en determinada hora será necesario realizar un ajuste mayor en los precios, para ello deberemos revisar el archivo *idiff0.m* que como ya se mencionó indica cual es la diferencia en beneficio que llevo al generador a decidir operar cierta hora respecto de no hacerlo. A continuación se presenta cómo se estima la cantidad en que deben bajar cada uno de los cuatro precios (precios de Mercado Básico más tres Reservas Sincronizadas) para lograr que alguno de los generadores logre una reducción suficiente en sus beneficios que lo obligue a dejar la operación.

Se comienza definiendo una cantidad inicial DELTA a repartir como decremento para cada uno de los precios, para repartir esta cantidad en la reducción de cada uno de los cuatro precios, nos basamos en las ofertas actuales que realiza el generador y el porcentaje que estas representan de la potencia máxima del generador. Así por ejemplo si la potencia máxima es de 100 MW y la oferta de Reserva Sincronizada Terciaria es de 20 MW, entonces la reducción en el precio de Reserva Sincronizada Terciaria será del 20% de DELTA. En este caso además se realiza un aumento en el precio para la Reserva no Sincronizada utilizando el mismo procedimiento recién explicado.

Se procede a estimar el cambio en beneficio que le reportaría a cada generador el ajuste de precios recién realizado. La reducción estimada en el beneficio se calcula asumiendo que el generador sobre el cual se realizará mantendrá su actual nivel de operación, de este modo, la formulación para esta estimación es la siguiente.

$$\Delta\text{beneficio} = \text{DELTA} * \text{Oferta.energía} + \text{DELTA} * (\text{Oferta.Re s1})^2 / P_{\text{max}} + \text{DELTA} * (\text{Oferta.Re s2})^2 / P_{\text{max}} + \text{DELTA} * (\text{Oferta.Re s3})^2 / P_{\text{max}} \quad (22)$$

De esta forma se calcula la reducción en beneficios para cada uno de los generadores que se encuentran en operación, si para ninguno de ellos se supera la reducción necesaria para que salga de operación, entonces se incrementa DELTA en 0.1 y se realiza nuevamente este cálculo, hasta lograr que algún generador supere la diferencia en beneficio que lo obligaba a no generar. Esta reducción en el precio se realizará sólo sobre aquellos servicios en que exista sobreoferta ya que de lo contrario la reducción en su precio provocará un decrecimiento aún mayor de su oferta y en consecuencia el error crecerá.

Sin embargo si en el archivo *idiff0.m* para la hora en análisis existe algún término negativo, significa que existen generadores dispuestos a detenerse durante tal hora pero no lo hacen debido al beneficio futuro que les reporta el no hacerlo, en estos casos no se realizará el ajuste de precios recién mencionado, la justificación para no hacerlo es debido a que los ajustes en precios tanto para las horas actuales como para las futuras, logran hacer que la unidad salga de operación sin necesidad de realizar una modificación tan drástica en los precios para esta hora.

f) Cambio de precios en base al error entre curvas de oferta y demanda.

Como se mencionó con anterioridad se utilizó un ajuste por el método del subgradiente para aumentar los precios y programación cuadrática para bajarlos (ver Programa *Operador_mercado.m*), debido a la estrecha relación en precios existente entre cada servicio suministrado por el generador, la aplicación de estas metodologías se realizará en base a las siguientes reglas.

i) Si existe suboferta para el Mercado Básico

Para poder abastecer la demanda, se procede a realizar un aumento en el precio de la energía utilizando el método del subgradiente (ver Programa *Operador_mercado.m*). Este método utiliza un “factor” de aproximación el cual varía en base al error existente entre la oferta y demanda de esa hora, de esta forma si el error es pequeño el factor de aproximación será elevado, en caso contrario, el factor de aproximación será pequeño.

ii) Si existe sobreoferta para el Mercado Básico

En este caso se utiliza programación cuadrática para reducir el precio de la energía y lograr una reducción en la oferta de esta (ver Programa *Operador_mercado.m*). Para este ajuste de precios se utiliza el parámetro α que en nuestro caso varía su valor entre 0.7 y 0.995 dependiendo del error existente, de esta forma se obtiene el nuevo precio que será entregado a los generadores.

iii) Si existe suboferta de Reserva Sincronizada Primaria

En este caso como no existe otro tipo de reserva de mayor calidad que pueda abastecer este déficit, se procede a realizar el aumento en el precio para tal servicio utilizando el método del subgradiente.

iv) Si existe sobreoferta de Reserva Sincronizada Terciaria

Por el hecho que reservas de mayor calidad puedan abastecer la demanda de reservas de menor calidad, provoca que el Operador del Mercado acumule los excedentes de Reserva Sincronizada Primaria, como oferta de Reserva Sincronizada de Secundaria, del mismo modo si se produce un excedente en la oferta de Reserva Sincronizada Secundaria, estos serán considerados como oferta de Reserva Sincronizada Terciaria. De esta forma si se produce un excedente en la oferta de Reserva Sincronizada Terciaria y la sobreoferta de Reserva Sincronizada Primaria es la que más contribuye a este error, entonces se procederá a bajar el precio de la Reserva Sincronizada Primaria de modo de reducir su oferta y reducir consiguientemente el excedente de Reserva Sincronizada Terciaria.

Por otro lado si la sobreoferta de Reserva Sincronizada Secundaria es la que contribuye en mayor medida al excedente de Reserva Sincronizada Terciaria, entonces será necesario reducir su precio para provocar una reducción en su oferta y de esta forma reducir el error en la Reserva Sincronizada Terciaria.

Finalmente siempre que la oferta de Reserva Sincronizada Terciaria supere su demanda, se procederá a reducir su precio. Como ya se mencionó todas estas reducciones se realizan mediante programación cuadrática (ver Programa *Operador_mercado.m*).

v) Si existe suboferta de Reserva Sincronizada Secundaria

Ante la falta de oferta para abastecer la demanda de Reserva Sincronizada de Secundaria, se puede recurrir a un aumento en la oferta de Reserva Sincronizada Primaria como también a un aumento en la oferta de Reserva Sincronizada Secundaria. Para decidir cual precio se incrementará para lograr esta oferta adicional, se procede a ver los precios que poseen cada uno de estos servicios, aumentándose el valor al servicio que presente el menor precio.

vi) Si existe suboferta de Reserva Sincronizada Terciaria

Como la falta de Reserva Sincronizada Terciaria puede ser suministrada por cualquiera de las tres reservas sincronizadas existentes, se procederá al aumento en el precio de aquel servicio que posea el menor precio de todos, de este modo buscamos suplir este déficit con mayor oferta de Reserva Sincronizada Terciaria o con sobreofertas de las otras reservas sincronizadas.

vii) Reserva no Sincronizada

En el caso del tratamiento de precios para la Reserva no Sincronizada, por tratarse de un solo servicio provisto por las unidades no sincronizadas al sistema, se aplican directamente los métodos del gradiente o programación cuadrática (ver Programa *Operador_mercado.m*) según corresponda a un aumento o una reducción de los precios para este servicio.

g) Entrega de resultados

Una vez realizados los ajustes de precios para cada uno de estos servicios, se procede del mismo modo para las horas siguientes finalizando en la hora 24 con la modificación del archivo *precios.m* que contendrá los nuevos valores de cada servicio para que los generadores realicen nuevamente el cálculo de sus ofertas.

Programa Operador_independiente.m

Para utilizar este programa, el problema ya ha debido ser resuelto en su planteamiento uninodal, es decir, se ha logrado un equilibrio entre la oferta y la demanda para el período de simulación (24 horas). El programa *Operador_independiente.m* incluye en el modelo los efectos de restricciones por capacidad de líneas para la transmisión de la energía generada, para implementar estas restricciones se creó una red de transmisión ficticia en la que se incluyen todos los generadores del problema (Figura 2.2) y se asignaron capacidades máximas de transmisión a las líneas que unen las barras de esta red así como también sus respectivas impedancias.

A partir de los resultados generados por las iteraciones realizadas con los programas *Operador_mercado.m* y *PD_generadores.m* se obtienen las ofertas realizadas por el conjunto de generadores y que cumplen con la condición de abastecer las demandas para el Mercado Básico y de SC's. Sin embargo será necesario verificar que tales ofertas en generación no violen los límites máximos de transmisión establecidos en la red, para tal efecto el programa *Operador_independiente.m* realiza un análisis de flujo DC para el sistema antes señalado.

h) Cálculo de flujos por línea mediante análisis DC de flujos

La red de transmisión de nuestro modelo está conformada por un conjunto de barras generadoras y otras de consumo (Figura 2.2). A cada barra generadora se inyectan potencias (energía + reservas) provenientes de los generadores conectados a ella, y a cada barra de consumo se le asigna una demanda que corresponde a un porcentaje de la demanda total para la hora en análisis. Siendo

entonces conocidas tanto las potencias inyectadas como las consumidas por el modelo, se puede proceder al cálculo de los factores “ θ_i ” como primer paso antes de calcular los flujos por cada línea.

i) Conocida la ecuación:

$$[P_i] = [X_{ij}] * [\theta_i] \quad (23)$$

Donde “ P_i ” corresponde a la potencia inyectada en la barra i , tomando un valor negativo si corresponde a una barra de consumo, “ X_{ij} ” corresponde a la impedancia de la línea existente entre la barra i y la barra j . Despejando los factores “ θ_i ” tenemos:

$$[\theta_i] = [X_{ij}]^{-1} * [P_i] \quad (24)$$

ii) Cálculo de los flujos por línea

Conocidos los factores “ θ_i ” el cálculo de los flujos por cada línea que une la barra i con la barra j está dado por la siguiente ecuación:

$$f_{ij} = \frac{1}{X_{ij}} * (\theta_i - \theta_j) \quad (25)$$

i) Análisis de resultados

Una vez obtenidos los flujos por cada una de las líneas de la red de transmisión, se procede a comparar los resultados obtenidos con los límites de potencia máxima establecidos para cada una de las líneas, si el límite es violado se presentará el resultado en color rojo.

j) Corrección de flujos

Conocidos los errores en el flujo por las líneas, el programa procede a corregirlos, para realizar esto el programa determina cuales son las barras inyectoras de potencia que aportan flujo por las líneas con error y en que porcentaje una reducción en su potencia inyectada contribuye a reducir tal error, en base a este porcentaje se estima cual debe ser la reducción de la potencia inyectada para ciertas

barras de modo que las líneas que se encontraban violando sus límites de transmisión retornen a niveles normales de operación. Una vez conocida la reducción de potencia para cierta barra, corresponde traspasar tal reducción a los generadores que se encuentran conectados a ella, para realizar esto se procede a reducir los aportes de tales generadores de acuerdo al porcentaje que representaba su inyección de la inyección total de la barra, de este modo si el generador aportaba el 10% de la potencia total inyectada por la barra, le corresponderá una reducción relativa de un 10% respecto a la reducción de los demás generadores conectados a la misma barra. Finalmente las potencias modificadas de todos los generadores que se encontraban conectados a tal barra serán modificadas en el archivo *Pot_max.m* para la hora en análisis, de esta forma se evita que al realizar nuevas iteraciones en la búsqueda de la solución al problema uninodal se viole nuevamente los límites de transmisión existentes.

ANEXO B : ESTIMACION DE PRECIOS INICIALES

Para comenzar a realizar el proceso iterativo de subastas entre el OM y los generadores, es importante una buena estimación de los precios que serán entregados durante la primera iteración a los generadores. Para estimar estos precios iniciales se desarrollo el programa `Estimacion_inicial`, el cual se describe a continuación.

Programa `Estimacion_inicial.m`

Este programa fue desarrollado para dar solución a la fijación de precios en la primera de las iteraciones del programa.

Debido a la estrecha dependencia existente en la oferta de todos los productos transados, este programa fija el precio inicial al que se transará la Energía para cada una de 24 horas de simulación asignando precios iguales a cero para todos los SC's transados. Para fijar el precio inicial al que se transa la Energía, cada generador deberá entregar curvas del tipo precio-cantidad las que serán monótonamente decrecientes en función del precio. Lo que hace el programa es generar estas curvas en función de las funciones de costos de todos los generadores, luego las agrega en una única curva precio-cantidad la cual es intersectada con el nivel de demanda para la hora analizada, obteniendo el precio inicial como aquel correspondiente al punto de corte de ambas curvas (Figura A.2).

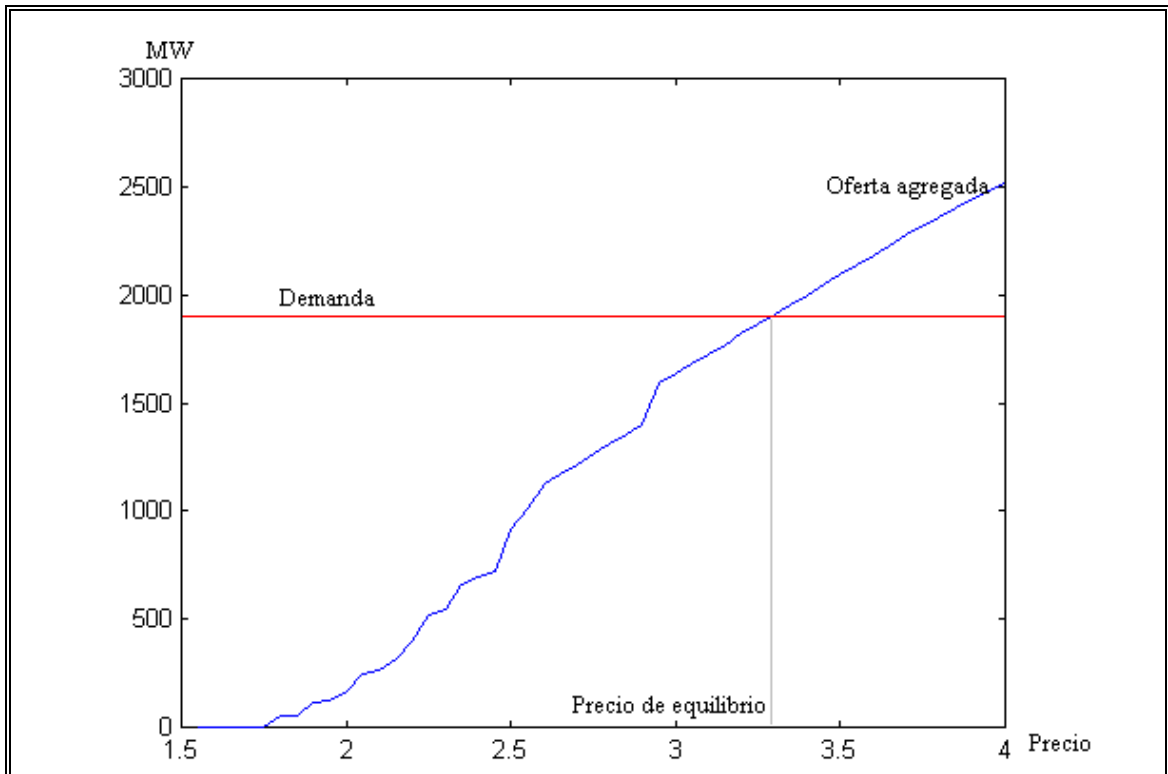


Figura B.2: Precio inicial de equilibrio

La generación de las curvas precio-cantidad es realizada por medio del planteamiento de un problema de maximización por parte de los generadores, de este modo para cada precio el generador realizará la maximización su utilidad. El planteamiento del problema de maximización es el siguiente.

$$\max \quad \lambda * Pen - a - b * Pen - c * Pen^2 \quad (26)$$

Donde λ corresponde al precio de la energía para el Mercado Básico y Pen a la energía generada, de este problema de maximización se obtiene la generación más conveniente para el precio fijado, esto se hace repetidas veces para distintos precios, de esta forma se consigue la curva precio-cantidad. Este procedimiento se hace para cada uno de los generadores, obteniendo así la totalidad de las curvas requeridas.

ANEXO C : DATOS Y CARACTERISTICAS DE LA SIMULACION

En el presente anexo se señalan características de unidades, niveles de demanda, y factores de utilización para cada uno de los escenarios simulados en el capítulo 5.

Características de Generadores

La Tabla C.1 muestra las características técnicas de cada uno de las unidades generadoras que se modelaron en el desarrollo de los distintos escenarios. En ella se entregan datos sobre la potencias máximas (P_{max}) y mínimas (P_{min}) que pueden aportar las distintas unidades, además de su mínimo tiempo de operación en caso de ser despachada (MUT), su mínimo tiempo de detención en caso de no operar (MDT), los parámetros de la función de costos de cada generador (α , β , γ , σ , Δ , τ), los máximos tiempos exigidos para proveer cada uno de los SC's considerados en la modelación, es así como para la Reserva Sincronizada Primaria (R.S.P) se exige un tiempo máximo de respuesta de 30 segundos, para la Reserva Sincronizada Secundaria (R.S.S) se exige un tiempo máximo de respuesta de 900 segundos, para la Reserva Sincronizada Terciaria (R.S.T) se exige un tiempo máximo de respuesta de 1800 segundos, y para la Reserva no Sincronizada (R.noS) se exige un tiempo máximo de respuesta de 1800 segundos. Finalmente se da información referente a la Rampa Incremental de energía propia de cada generador y que indica cuanto puede variar la generación de una unidad generadora por unidad de tiempo, en base a la Rampa Incremental de energía y a los tiempos máximos exigidos para proveer la reserva, cada generador puede determinar la cantidad máxima que puede ofertar para cada uno de los mercados de SC's, como ejemplo podemos ver que el Generador 1 posee una Rampa incremental de 0.1 (MW/seg.). De este modo la oferta máxima que este generador puede realizar sobre el Mercado de Reserva Sincronizada Primaria será sólo de 3 (MW) debido a que esta debe ser provista dentro de 30 segundos.

Tabla C.1: Características técnicas de generadores considerados en la modelación

Características técnicas de Generadores															
Características Operacionales				Indices de la función de costos						Tiempo de respuesta exigido para reservas (seg.)				Rampa Incremental (MW/seg)	
Pmax	Pmin	MDT	MUT	IC	a	b	c	sigma	delta	tau	R.S.P	R.S.S	R.S.T	R.no S	
Generador 1															
120	30	2	3	3	18	1.4	0.0204	5	25	5	30	900	1800	1800	0.1
Generador 2															
110	20	4	3	3	43	1.5	0.02	5	28	5	30	900	1800	1800	0.09
Generador 3															
140	30	4	4	4	35	1.35	0.014	8	30	5	30	900	1800	1800	0.1
Generador 4															
120	25	3	3	3	32	1.4	0.0152	4	20	5	30	900	1800	1800	0.12
Generador 5															
150	50	3	1	1	9	1.54	0.0079	10	33	5	30	900	1800	1800	0.15
Generador 6															
180	75	3	6	6	42	1.35	0.0104	10	33	6	30	900	1800	1800	0.14
Generador 7															
210	80	4	10	10	75	1.365	0.007	20	43	8	30	900	1800	1800	0.13
Generador 8															
150	50	2	3	3	50	1.529	0.0144	24	50	8	30	900	1800	1800	0.11
Generador 9															
190	55	5	7	7	49	1.294	0.0094	17	45	6	30	900	1800	1800	0.1
Generador 10															
210	45	6	6	6	12	1.564	0.006	23	39	7	30	900	1800	1800	0.13
Generador 11															
100	15	2	3	3	55	1.45	0.022	5	21	5	30	900	1800	1800	0.09
Generador 12															
130	20	4	3	3	19	1.4	0.022	2	14	4	30	900	1800	1800	0.1
Generador 13															
150	30	2	3	3	30	1.33	0.016	2	8	6	30	900	1800	1800	0.14
Generador 14															
140	25	3	3	3	27	1.3	0.0164	1	7	4	30	900	1800	1800	0.15
Generador 15															
160	50	2	1	1	10	1.2	0.0096	5	20	5	30	900	1800	1800	0.14
Generador 16															
170	65	2	1	1	65	1.37	0.0115	3	13	7	30	900	1800	1800	0.12
Generador 17															
200	70	3	7	7	70	1.28	0.0072	20	15	8	30	900	1800	1800	0.08
Generador 18															
190	50	2	3	3	15	1.089	0.008	27	27	6	30	900	1800	1800	0.11
Generador 19															
180	40	2	4	4	75	1.358	0.01	17	26	7	30	900	1800	1800	0.07
Generador 20															
190	75	3	3	3	65	1.294	0.0094	23	27	9	30	900	1800	1800	0.17

Factor de probabilidad

Otra información relevante de la formulación, es cómo los generadores estiman el costo asociado a proveer determinado SC. El costo de oportunidad es considerado por el generador al realizar una optimización conjunta entre el Mercado Básico y el de los SC's, sin embargo, existe un costo operacional asociado a la probabilidad que el SC ofertado sea utilizado en tiempo real (capítulo 3.1.5), de esta forma se le asigna un factor de probabilidad asociado al uso en tiempo real de determinado SC, lo cual tiene un impacto directo en la función de costos del generador (capítulo 4.2.1). Como ejemplo se puede mencionar que un factor de probabilidad 1 implica que con un 100 % de probabilidad el SC ofertado será utilizado en tiempo real, lo cual se traduce en el uso de una función de costos del SC que es idéntica a la existente para el Mercado Básico (capítulo 4.2.1).

En la Tabla C.3 se muestran los factores de probabilidad utilizados en las simulaciones realizadas, estos factores de probabilidad fueron asignados en forma intuitiva.

Tabla C.3: Factores de probabilidad asociados a cada SC

Tipo de Reserva	Factor de probabilidad asociado	
Reserva Sincronizada Primaria	0.8	(80% de probabilidad)
Reserva Sincronizada Secundaria	0.2	(20% de probabilidad)
Reserva Sincronizada Terciaria	0.1	(10% de probabilidad)
Reserva no Sincronizada	0.03	(3% de probabilidad)