



**UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA**

**EFFECTO DE LOS PEAJES EN LAS DECISIONES DE EXPANSIÓN DE LA  
GENERACIÓN**

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
MENCIÓN ELÉCTRICA**

**VÍCTOR HUGO FUENTES MORALES**

**PROFESOR GUIA  
Rodrigo Palma Behnke**

**MIEMBROS DE LA COMISION  
Luis Vargas Díaz  
Miguel Arias Albornoz**

**SANTIAGO DE CHILE**

**ENERO 2008**

## DEDICATORIA

A mi familia: mi señora: Inés, mis 2 hijas: Sandra y Carol, y mis 2 hijos: Rodrigo y Javier, que tuvieron la paciencia de esperar a que yo terminara esta tarea pendiente.

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, por la formación y apoyo sin restricciones, que me ha entregado durante mi trayectoria en ella.

A la Universidad de Antofagasta, que me dio las facilidades para terminar el Trabajo de Titulación.

A Rodrigo Palma, que me apoyó siempre con ánimo, optimismo y profesionalmente a seguir adelante con este trabajo en aquellos momentos que aún no se veía la luz del túnel.

A Marcelo Cortés, colega de la Universidad de Antofagasta, que me brindó su apoyo técnico sin condiciones.

## TABLA DE CONTENIDOS

I. INTRODUCCIÓN .....	9
1.1    OBJETIVOS DE LA TESIS .....	12
1.2    ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO.....	13
II. VISIÓN INTERNACIONAL DE LAS METODOLOGÍAS DE TARIFICACIÓN EN TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA .....	14
2.1    INTRODUCCIÓN .....	14
2.2    ESQUEMAS DE TARIFICACIÓN EN TRANSMISIÓN .....	14
2.3    DEFINICIONES Y CLASIFICACIONES DE UN ESQUEMA DE TARIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN .....	16
2.4    DESACOPLO DE PLANIFICACIÓN EN GENERACIÓN Y EN TRANSMISIÓN .....	20
III. CONSISTENCIA REGLAMENTARIA .....	23
3.1    INTRODUCCIÓN .....	23
3.2    INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	23
3.3    PLAN DE OBRAS .....	24
3.4    PERSPECTIVA DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LAS EMPRESAS .....	27
3.5    CRÍTICAS AL PLAN DE OBRAS DE LOS PARTICIPANTES EN EL MERCADO DE GENERACIÓN .....	30
IV. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN.....	32
4.1    INTRODUCCIÓN .....	32
4.2    METODOLOGÍA PROPUESTA .....	32
4.3    FORMULACIÓN GENERAL DEL PROBLEMA .....	36
V. ESTUDIO DE APLICACIÓN Y VALIDACIÓN.....	53
5.1    INTRODUCCIÓN .....	53
5.2    CONSIDERACIONES GENERALES .....	53
5.3    ANÁLISIS GLOBAL DE LOS ESCENARIOS Y METODOLOGÍAS DE TARIFICACIÓN .....	56
5.4    ANÁLISIS DETALLADO DE LOS ESCENARIOS Y METODOLOGÍAS DE TARIFICACIÓN .....	62
VI. CONCLUSIONES .....	68
REFERENCIAS .....	71
ANEXO 1 .....	75
ANEXO 2 .....	92

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Mapa de zonas prohibidas en España para tendido de líneas de transmisión .....	02
Figura 1.2 Secuencia propuesta por CNE Res. 368 (Fig 6-1 del Dictamen N° 3-2007) .....	03
Figura 1.3 Secuencia propuesta por CNE Res. 368 (Fig 11-1 del Dictamen N° 3-2007) ....	04
Figura 4.1 Visualización de los óptimos.....	34
Figura 4.2 Etapas del procedimiento general.....	36
Figura 4.3 Bloques de energía representados en la curva de duración .....	28
Figura 4.4 Esquema general de la metodología.....	39
Figura 5.1 Sistema eléctrico de estudio.....	41
Fig. A2.1 Variación conforme de los consumos.....	79

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Clasificación de las metodologías de definición de principios de uso.....	9
Tabla 5.1 Costos totales sólo con planificación centralizada.....	43
Tabla 5.2 Costos totales incluidas las metodologías de tarificación.....	44
Tabla 5.3 Costos totales de inversión sólo con planificación centralizada.....	46
Tabla 5.4 Costos totales de inversión incluidas las metodologías de tarificación.....	47
Tabla 5.5 Costos totales de operación sólo con planificación centralizada.....	47
Tabla 5.6 Costos totales de operación incluidas las metodologías de tarificación.....	48
Tabla 5.7 Costos totales por concepto de tarificación del parque generador.....	48
Tabla 5.8 Valores esperados de los costos totales y capacidades de cada generador.....	52
Tabla 5.9 Valores de la función valor esperado-varianza de los costos totales.....	52
Tabla 5.10 Ranking de los valores esperados de los costos totales por generador.....	52
Tabla 5.11 Función preferencias e influencia.....	54
Tabla A1.1 Costos de inversión del generador 1 con planificación centralizada.....	76
Tabla A1.2 Costos de inversión del generador 1 con tarificaciones incluidas.....	76
Tabla A1.3 Costos de inversión del generador 2 con planificación centralizada.....	77
Tabla A1.4 Costos de inversión del generador 2 con tarificaciones incluidas.....	77
Tabla A1.5 Costos de inversión del generador 3 con planificación centralizada.....	78
Tabla A1.6 Costos de inversión del generador 3 con tarificaciones incluidas.....	78
Tabla A1.7 Costos de inversión del generador 4 con planificación centralizada.....	79
Tabla A1.8 Costos de inversión del generador 4 con tarificaciones incluidas.....	79
Tabla A1.9 Costos de inversión del generador 5 con planificación centralizada.....	80
Tabla A1.10 Costos de inversión del generador 5 con tarificaciones incluidas.....	80
Tabla A1.11 Costos de operación del generador 1 con planificación centralizada.....	81
Tabla A1.12 Costos de operación del generador 1 con tarificaciones incluidas.....	81
Tabla A1.13 Costos de operación del generador 2 con planificación centralizada.....	82
Tabla A1.14 Costos de operación del generador 2 con tarificaciones incluidas.....	82
Tabla A1.15 Costos de operación del generador 3 con planificación centralizada.....	83
Tabla A1.16 Costos de operación del generador 3 con tarificaciones incluidas.....	83
Tabla A1.17 Costos de operación del generador 4 con planificación centralizada.....	84

Tabla A1.18 Costos de operación del generador 4 con tarifas incluidas.....	84
Tabla A1.19 Costos de operación del generador 5 con planificación centralizada.....	85
Tabla A1.20 Costos de operación del generador 5 con tarifas incluidas.....	85
Tabla A1.21 Costos por tarificación del generador 1 con planificación centralizada.....	86
Tabla A1.22 Costos por tarificación del generador 1 con tarifas incluidas.....	86
Tabla A1.23 Costos por tarificación del generador 2 con planificación centralizada.....	87
Tabla A1.24 Costos por tarificación del generador 2 con tarifas incluidas.....	87
Tabla A1.25 Costos por tarificación del generador 3 con planificación centralizada.....	88
Tabla A1.26 Costos por tarificación del generador 3 con tarifas incluidas.....	88
Tabla A1.27 Costos por tarificación del generador 4 con planificación centralizada.....	89
Tabla A1.28 Costos por tarificación del generador 4 con tarifas incluidas.....	89
Tabla A1.29 Costos por tarificación del generador 5 con planificación centralizada.....	90
Tabla A1.30 Costos por tarificación del generador 5 con tarifas incluidas.....	90
Tabla A1.31 Visualización de la participación de los generadores y de las líneas para el caso de Planificación Centralizada.....	91
Tabla A1.32 Visualización de la participación de los generadores y de las líneas para el caso de la inclusión de la tarificación GSDF.....	91
Tabla A1.33 Visualización de la participación de los generadores y de las líneas para el caso de la inclusión de la tarificación GGDF.....	92
Tabla A1.34 Visualización de la participación de los generadores y de las líneas para el caso de la inclusión de la tarificación FCA_G.....	92

**RESUMEN DE LA TESIS  
PARA OPTAR AL GRADO DE MAGISTER EN  
CIENCIAS DE LA INGENIERIA, MENCION  
ELECTRICA  
POR: VICTOR FUENTES MORALES  
FECHA: 25-01-2008  
PROF. GUIA SR. : RODRIGO PALMA BEHNKE**

**EFFECTO DE LOS PEAJES EN LAS DECISIONES DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN**

De la revisión bibliográfica se concluye que existen escasas publicaciones que han tratado en forma conjunta el problema de expansión y tarificación de los sistemas de transmisión y de generación. La tarificación se refiere al pago que le corresponde realizar a los generadores por el uso que hacen del sistema de transmisión. En general, la estructura de las metodologías aplicadas en el ámbito de la transmisión considera a la generación como un proyecto de expansión más, sin modelar las posibles dependencias entre ambos sectores. Asimismo, no se encontraron estudios que incluyan los costos por concepto de peajes en la decisión de expansión del parque de generación.

En el contexto señalado, el presente estudio tiene como objetivo principal disponer de una formulación conceptual y metodológica que permita determinar el efecto de los peajes de los sistemas de transmisión en las decisiones de expansión de la generación.

Se muestra una visión del estado del arte acerca de las metodologías de tarificación de los sistemas de transmisión a nivel internacional y de los principios en que deben basarse. También se analiza el desacople que existe en la planificación de centrales respecto a la planificación de la transmisión y a su tarificación.

Se realiza un análisis de la situación eléctrica nacional, incluyendo los conceptos de la regulación eléctrica vigentes, así como de los agentes que participan en el sistema normativo, haciendo hincapié en la gestación del plan de obras. También se da a conocer la visión, desde el punto de vista de las empresas y observaciones a dicho plan.

Se presenta una metodología que considera la optimización de la expansión de centrales, la optimización de la expansión del sistema de transmisión y su tarificación a través de tres metodologías de factores de participación (GSDF (factores de desplazamiento de generación), GGDF (factores generalizados de generación) y FCA\_G (factores de corriente alterna de generación)). Se logra una optimización de la expansión del sistema que incluye las señales de precio de la tarificación y se muestra que la expansión óptima cambia, respecto al caso en que no se incluye dicha tarificación, al igual como se modifica el óptimo de cada empresa o conjunto de empresas. La metodología es aplicada y sensibilizada a un caso ejemplo de cinco barras, cinco alternativas de generación, once proyectos de expansión de la transmisión y cuatro consumos.

Los resultados obtenidos reflejan la dinámica que se observa en un mercado eléctrico real. Para el ejemplo estudiado se valida la hipótesis planteada, al constatar que las empresas generadoras cambian sus decisiones de inversión considerando escenarios futuros de desarrollo del sistema, precios de venta de la energía, costos de producción de la energía, costos de inversión y costos asociados al uso del sistema de transmisión. Para los escenarios estudiados, las metodologías de tarificación de la transmisión que más se acercan al óptimo social esperado son las basadas en GGDF y FCA\_G.

La metodología presentada puede integrar otras metodologías de tarificación y ser aplicada en cualquier sistema interconectado. Asimismo, su uso se proyecta en el contexto del de la teoría de juegos para explicar el comportamiento de los agentes de mercado.



## I. INTRODUCCIÓN

Las profundas transformaciones acontecidas en el sector eléctrico alrededor del mundo en los últimos veinte años, han permitido pasar de un esquema de empresa verticalmente integrada, donde ésta es clasificada como de servicio público y cuenta con la protección del Estado, a uno en que se separan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

Producto de la introducción de competencia en los mercados eléctricos, el rol del Estado en la planificación de los sistemas de transmisión ha ido variando de acuerdo a la normativa de cada país. En algunos casos la planificación se encuentra a cargo del regulador y en otros el Estado sólo realiza una labor indicativa, dejando el desarrollo del sistema a cargo de los privados. Cuando esto último ocurre es fundamental entregar señales adecuadas a los agentes del mercado para lograr un desarrollo adecuado del sistema, basado en incentivos de eficiencia económica y técnica, con niveles definidos de confiabilidad y calidad de servicio, adaptado a los requerimientos de generadores y consumidores.

Tradicionalmente, se planificaba la transmisión partiendo de las decisiones previas de expansión de la generación, información que en un ambiente de libre competencia no se elabora centralizadamente ni a priori, sino que es resultado de decisiones empresariales tomadas individualmente por los agentes en cualquier momento. Por consiguiente, tanto el tamaño como la ubicación de la nueva generación en general no son conocidas con certeza a la hora de planificar la transmisión. Por otro lado, el tiempo que puede transcurrir desde que se toma la decisión de construir una línea hasta su puesta en funcionamiento es cada vez más largo, debido especialmente a las frecuentes dificultades de tipo medioambiental y de ordenación del territorio, de manera que actualmente este tiempo puede ser mayor que el de la propia construcción de la central [1]. Ampliando el argumento, los tiempos de instalación de una central eléctrica de ciclo combinado de gas son cada vez más cortos, y en muchos casos ya resultan netamente inferiores a los plazos que conlleva el tendido de líneas eléctricas. Por otro lado hay varios motivos que explican posibles demoras en los tendidos de redes. Uno es que el desarrollo de tales infraestructuras alcanza más territorio que una central eléctrica que afecta a un área geográfica más reducida. Por ejemplo, en España, su mapa está plagado de zonas de

alto interés ecológico y medioambiental y ello obliga a optar por unos trazados que suelen alargar notablemente los plazos de ejecución de las inversiones, Figura 1.1.

También hay que considerar que los trámites administrativos que se realizan para poder iniciar las obras son crecientemente complejos y lentos. Otro motivo es que el uso conjunto de «pasillos», como, por ejemplo, las líneas de ferrocarril, suele ser desaconsejable, o al menos está muy limitado, por motivos de seguridad. Además, conviene tener presente que no suele existir una conciencia social de la necesidad de tales tendidos, por lo que, a diferencia de lo que ocurre con las carreteras, las oposiciones suelen ser importantes.

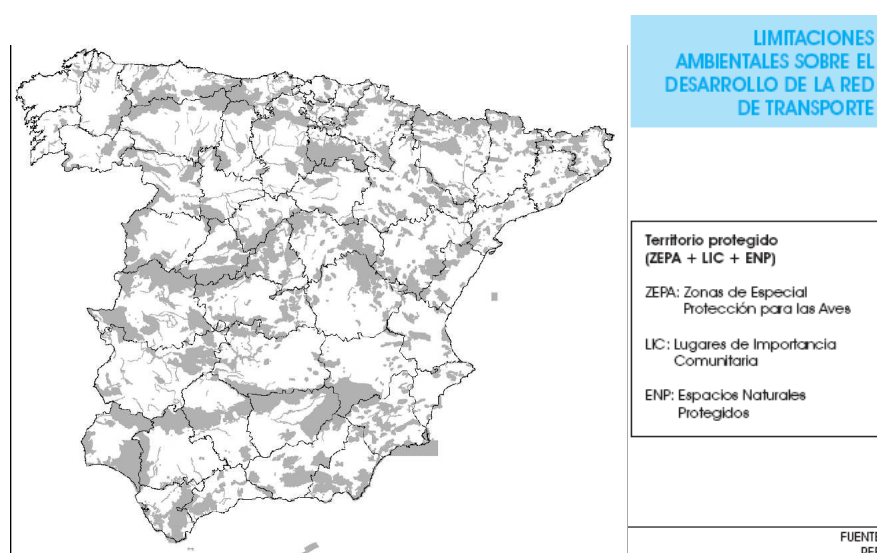


Figura 1.1: Mapa de zonas prohibidas en España para tendido de líneas de transmisión

En Chile, las restricciones son menores que en España, pero aún así hay casos en que el tiempo de construcción de algún tramo de línea de transmisión ha sido mayor.

Tal es el caso presentado en el Dictamen N° 3-2007 Discrepancia: “Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Período 2007-2008” del 16 de Agosto de 2007, punto: 3.11. Calificación de inmediata otorgada a la obra nueva: **Línea Nogales-Polpaico 2x220 kV, 1500 MVA por circuito**. En este dictamen, el Panel resolvió mantener la calificación de inmediata a la obra Línea Nogales-Polpaico 2x220 kV de 75 km. En este caso, la construcción

de la línea, incluyendo EIA, ingeniería básica y de detalle demora 31 meses. Este plazo es el considerado en Plan de Expansión CNE Res. 368. Enfatizando lo que se quiere corroborar (que el tiempo en construir un tramo de línea puede ser mayor que el tiempo de construir una central) en la Fig. 11-1 del Dictamen mencionado, (Fig. 1.3 de esta tesis) se observa que la construcción de la central Nueva Ventanas demora sólo 25 meses.

Otro caso, es el plazo de 39 meses se otorga para la construcción de la línea nueva de 220 kV de 10 km requerida para la conexión de Punta de Cortés a Tuniche. (Fig 6-1 del Dictamen N° 3-2007). Este plazo se puede comparar con el plazo de la construcción de la central ERA (Fig. 11-1 del dictamen) que es de 37 meses, Figura 1.2 de esta tesis.

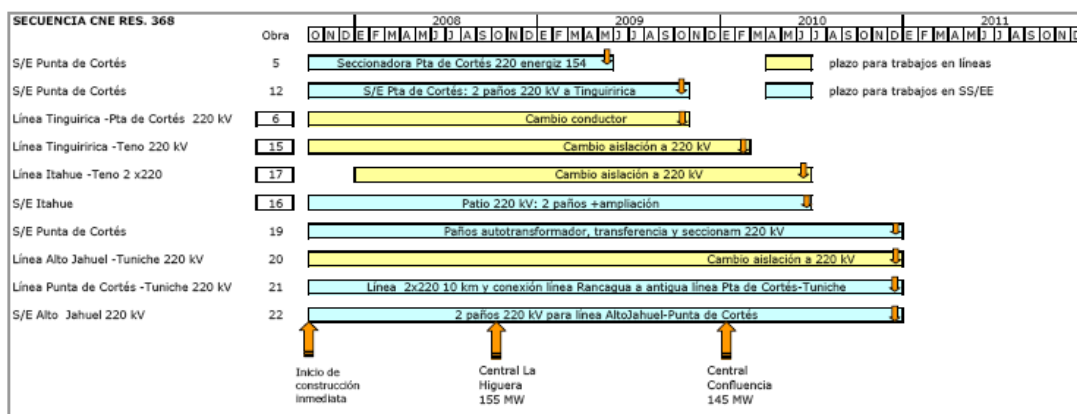


Fig. 1.2: Secuencia propuesta por CNE Res. 368 (Fig 6-1 del Dictamen N° 3-2007)

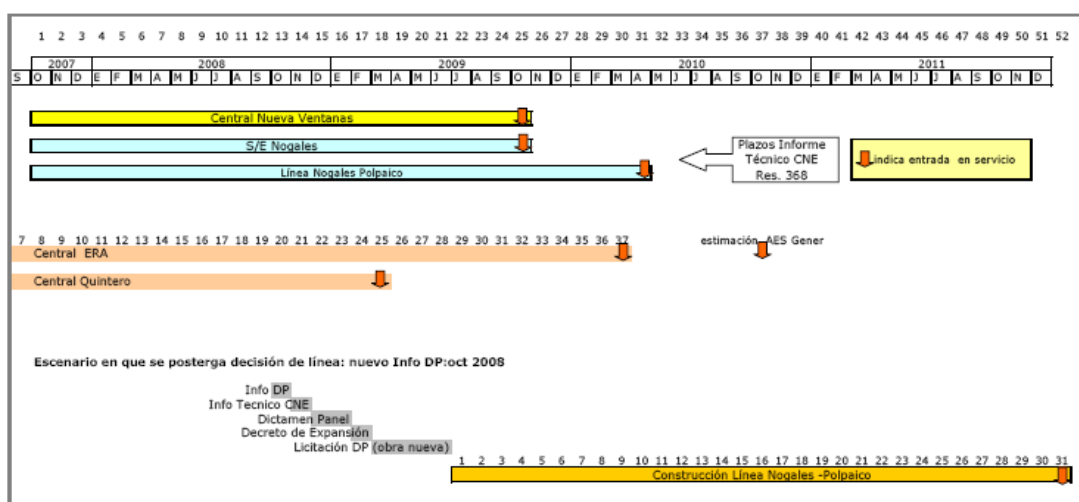


Fig. 1.3: Secuencia propuesta por CNE Res. 368 (Fig 11-1 del Dictamen N° 3-2007)

La investigación en planificación del sistema de transmisión ha sido enfocada desde la perspectiva social, desarrollándose diversas herramientas y modelos que buscan encontrar un sistema de transmisión que permita abastecer la demanda futura bajo ciertas condiciones de seguridad, minimizando los costos totales o parciales de la expansión. Si bien es cierto, una solución de mínimo costo es socialmente óptima, no necesariamente refleja el interés privado de los agentes por maximizar su utilidad [2], [3].

Se puede aplicar a las empresas tipo holding el criterio de equilibrio de Bertrand para analizar como se comportarían sabiendo que siempre buscan el máximo beneficio (o mínimo costo).

Bajo la premisa anterior se aplica un modelo de oligopolio de Bertrand a las empresas de generación (holding) que permita encontrar un equilibrio de mercado en el cual se transe la energía necesaria para la demanda del sistema. Esto se hace para cada metodología de tarificación y se puede lograr detectar cual de ellas es la más adecuada para cada holding.

La ejecución del modelo de Bertrand considera el comportamiento estratégico de las empresas en que cada una de ellas busca maximizar sus beneficios, ofreciendo un precio de energía óptima que cumpla este objetivo.

De esta forma, se plantea como hipótesis de este trabajo que el pago por el uso de los sistemas de transmisión condiciona de manera relevante las decisiones privadas de expansión de los sistemas de generación.

### ***1.1 Objetivos de la tesis***

En el contexto señalado anteriormente, el presente estudio tiene como objetivo principal disponer de una formulación conceptual y metodología que permitan determinar el efecto de los peajes de los sistemas de transmisión en las decisiones de expansión de la generación. Asimismo, esta formulación busca obtener un análisis comparativo del efecto de distintos esquemas de tarificación de los sistemas de transmisión en un sistema eléctrico.

En forma consistente con el objetivo general señalado, se definen los siguientes objetivos específicos:

1. Disponer de una visión resumida del estado del arte respecto de metodologías de tarificación de los sistemas de transmisión.
2. Relacionar conceptualmente las alternativas de tarificación con aspectos regulatorios relativos a las decisiones de expansión de los sistemas de generación.
3. Proponer una metodología capaz de determinar el efecto económico de los peajes de un esquema de tarificación, en las decisiones de expansión de la generación.
4. A través del estudio de casos disponer de un análisis comparativo preliminar del efecto de distintos esquemas de tarificación de los sistemas de transmisión en un sistema eléctrico.

De esta forma, se busca demostrar que al incorporar el pago por uso del sistema de transmisión, las decisiones privadas de expansión no necesariamente coinciden con las obtenidas de un modelo de planificación centralizado o indicativo.

## ***1.2 Organización del documento***

En el capítulo dos se realiza una revisión del estado del arte respecto de metodologías de tarificación de los sistemas de transmisión a nivel internacional. Esta revisión permite, en el capítulo tres, presentar un análisis conceptual que relaciona las alternativas de tarificación con aspectos regulatorios relativos a las decisiones de expansión de los sistemas de generación. Este análisis se focaliza para el caso de Chile. Posteriormente, en el capítulo cuatro se presenta la propuesta de una metodología, tendiente a determinar el efecto económico de los peajes de un esquema de tarificación, en las decisiones de expansión de la generación. La metodología es validada y aplicada a casos de estudios basados en el sistema chileno en el capítulo cinco. Asimismo, en este capítulo se presenta un análisis comparativo preliminar del efecto de distintos esquemas de tarificación de los sistemas de transmisión en un sistema eléctrico. Finalmente, en el capítulo seis, se presentan las conclusiones del trabajo y posibles investigaciones futuras.

## **II. VISIÓN INTERNACIONAL DE LAS METODOLOGÍAS DE TARIFICACIÓN EN TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA**

### **2.1 *Introducción***

En este capítulo, se presenta una visión del estado del arte acerca de las metodologías de tarificación de los sistemas de transmisión a nivel internacional y de los principios en que deben basarse. También se analiza el desacoplo que existe en la planificación de centrales respecto a la planificación de la transmisión y respecto a la tarificación de la misma.

### **2.2 *Esquemas de tarificación en transmisión***

Actualmente, en varios países ya no tiene vigencia la tradicional estructura vertical de las empresas eléctricas que antes pertenecían al Estado, pues se han introducido cambios regulatorios tendientes a crear competencia en el sector de generación y comercialización, fomentando la participación de privados en los distintos segmentos. Estas nuevas empresas eléctricas deben ser innovadoras, flexibles y agresivas en un medio competitivo. Deben estar dotadas de herramientas de análisis, personal calificado y ser automatizadas de tal forma que se adapten rápidamente a los cambios dentro del campo en el cual se desenvuelven. Ellas se esfuerzan por entregar un servicio con calidad, estabilidad y confiabilidad en el suministro de la potencia eléctrica de una manera eficiente. Estas empresas además de estar insertas en un ambiente competitivo tienen fuertes restricciones de las políticas de regulación [4].

En la práctica se están dando varios tipos de empresas: de generación, la cual se desenvuelve en un ambiente razonable de libre competencia, de transmisión, que se considera, como un monopolio natural, de distribución, que cae dentro de la categoría de monopolio geográfico y la de comercialización, de carácter competitivo [5].

En Chile, un sistema de transmisión corresponde a las instalaciones del sistema eléctrico de potencia con tensiones superiores a 23 kV, que transportan la energía desde las centrales generadoras hacia los grandes consumidores. Estas instalaciones están constituidas

por líneas de transmisión eléctricas, subestaciones eléctricas (SS/EE) y equipos necesarios para asegurar una operación confiable y segura del sistema de transmisión.

En general, la existencia de economías de escala significa costos medios de largo plazo decrecientes con los niveles de producción. Debido a la existencia de este tipo de economías en los sistemas de transmisión y a la tarificación marginalista (precios spot) entre los generadores, se hizo necesario establecer un mecanismo de tarificación que permita a los generadores compartir la diferencia entre el costo medio y el ingreso tarifario por tramo [6]. Las economías de escala propias del sistema de transmisión tienen, sin embargo, la ventaja de entregar beneficios a quienes comparten el uso de las líneas de gran capacidad de transporte en comparación con la alternativa de que cada generador construya un sistema propio más pequeño [6].

El nuevo esquema competitivo del mercado eléctrico que existe en varios países del mundo posiciona al negocio de la transmisión eléctrica en el centro de dicho mercado. Esto debido a que el mercado entre generadores y consumidores no tendría lugar sin los sistemas de transmisión. En definitiva, un mercado competitivo en el sector de generación eléctrica existe, tiene efectividad y depende de las políticas adoptadas en el sector de transmisión; donde el acceso no discriminatorio a las redes de transmisión es uno de los temas fundamentales para la creación de competencia en el sector de generación.

La tarificación de los sistemas de transmisión se debe basar en criterios de eficiencia, incorporando los problemas asociados a la expansión del sistema, a la seguridad y calidad de suministro. Según la teoría económica, en un mercado competitivo la tarificación a costo marginal maximiza el excedente total. Sin embargo, en el negocio de la transmisión eléctrica, los ingresos marginales sólo cubren las pérdidas de transmisión y una pequeña parte de los costos de inversión, operación y mantenimiento, donde los porcentajes de recuperación fluctúan entre un 4% y un 40% dependiendo de las características particulares de cada sistema. Por ejemplo, en Portugal se estima que la recaudación a costo marginal corresponde a un 9.15% del total de costos [7], en Chile el equivalente es aproximadamente un 15% de los costos totales del sistema [8]. Las regulaciones, en general, continúan considerando la recaudación a costo marginal debido a las bondades de esta metodología (en Chile se le denomina ingreso

tarifario). Para solucionar este problema y para que el negocio de la transmisión resulte atractivo, se ha optado por la tarificación en dos partes, combinando consideraciones de costo marginal con costos medios. Por lo tanto, se debe agregar un cargo adicional de manera de financiar completamente el sistema de transmisión. Este cargo adicional, es decir, la brecha entre el costo medio y el ingreso tarifario por tramo, es denominado costo complementario o peaje, el cual es recaudado mediante otros mecanismos. En consecuencia, esta tarificación permite recaudar los costos de inversión y COyM, lo que significa obtener una rentabilidad positiva al capital invertido.

A nivel mundial no existe un consenso respecto de la mejor metodología para prorratar los costos del sistema entre los usuarios. Lo anterior se explica por la inexistencia de un argumento sólido (por ejemplo basado en propiedades físicas) en este sentido y la existencia de múltiples agentes con evidentes conflictos de interés.

A pesar de las dificultades mencionadas, existe un consenso a nivel mundial respecto de las características deseables de un esquema de tarificación de los sistemas de transmisión. A continuación, se nombran los principios generales en los que se debe basar un esquema de tarificación, [9]:

- 1.- Promover la eficiencia día a día de la operación del sistema eléctrico.
- 2.- Entregar señales de localización.
- 3.- Entregar señales necesarias de inversión en el sector de transmisión.
- 4.- Compensar a los dueños por las instalaciones existentes necesarias.
- 5.- Ser un mecanismo transparente y simple.
- 6.- Ser políticamente ejecutable.

### **2.3 *Definiciones y clasificaciones de un esquema de tarificación de la transmisión***

Un esquema de tarificación debe definir y tener claras las herramientas que se deben utilizar, los mecanismos de asignación, las instalaciones involucradas, etc. El esquema debe basarse en los principios explicados y no debe dar lugar a ambigüedad alguna acerca de los procedimientos y datos a utilizar.



Al definir el esquema de tarificación de los sistemas de transmisión se debe tener en cuenta los siguientes conceptos y definiciones:

**Componentes de costo:** Es la división que se realiza del sistema de transmisión de acuerdo a niveles de tensión y a áreas eléctricas. Se relaciona con la actividad económica, conectividad eléctrica y estructura de propiedad de un sistema.

**Componentes de tarifas:** Los costos relacionados con las distintas "componentes de costo" y/o con los "conceptos de acceso" de un sistema, son divididos en distintas componentes de tarifa, las que posteriormente son asignadas a los usuarios del sistema. Estas componentes, asociadas a componentes de costos, consideran el uso de la infraestructura (inversión) y de los servicios de red (pérdidas, equipos específicos de compensación de reactivos, regulación de tensión, calidad de servicio, etc.). Asociadas a conceptos de acceso, se distinguen componentes de tarifa orientadas al "acceso" (carga fijo) propiamente tal, de aquellas relacionadas con el "uso" del servicio (carga variable).

**Concepto de acceso a la red:** El concepto de acceso elegido define a los agentes del sistema (generadores, consumidores, comercializadores, etc.) responsables de realizar pagos por el uso de red de acuerdo a sus componentes de costo y de tarifas. Es factible realizar la siguiente clasificación de conceptos de acceso a las redes de acuerdo a los siguientes criterios [10][11]:

- **Punto-Inyección:** Los pagos del sistema de transmisión se definen exclusivamente en función del punto de conexión de las inyecciones de energía (generadores). Como consecuencia, el pago realizado por un generador es independiente de la localización de los retiros de sus contratos comerciales. El criterio central de este modelo es que el generador adquiere con el pago el derecho de abastecer consumidores ubicados en cualquier punto del sistema. Por otro lado se define el concepto de uso Punto-Retiro, que es análogo al Punto-Inyección pero responsabilizando a los retiros (consumos) de los pagos.
- **Retiro- Inyección:** Este tipo de acceso a la red considera los pagos del sistema en función de los puntos de inyección y retiro. Sin embargo, los pagos son

independientes de los contratos existentes entre suministradores y consumidores. Frecuentemente este tipo de tarifas corresponden a una combinación de una tarifa Punto-Retiro y Punto-Inyección. Un ejemplo de este tipo de acceso es el ingreso tarifario producto de la aplicación de la teoría marginalista en el mercado spot.

- **Punto-Punto:** Este tipo de tarifas determina los pagos del sistema en función de las transacciones existentes entre los agentes. Se considera la inyección y retiro simultáneo de energía en puntos específicos del sistema. Un ejemplo clásico de aplicación de este concepto de acceso son MW-MILE y Contract Path [12].

**Principio de uso de la red:** Es la metodología básica elegida en un sistema para la identificación del uso que realiza un agente de una componente de costo del sistema para una componente de tarifa determinada. En la literatura se presentan variadas alternativas de definición del uso de red.

De acuerdo con las definiciones anteriores, los mecanismos de tarificación de los sistemas de transmisión se pueden clasificar según su principio de uso de la red, es decir, según la metodología básica elegida para la identificación del uso que realiza un agente de una componente de costo del sistema [13]. En la literatura se presentan variadas alternativas de definición del uso de red. Los principios de uso más frecuentes son:

**Basados en un concepto de tarificación marginalista:** Estos principios de uso se basan en los costos marginales y flujos del sistema para determinar la responsabilidad de los agentes en los costos de las líneas de transmisión. Exponentes de este principio de uso son los costos marginales de corto plazo y los costos marginales de largo plazo.

**Basados en identificación de flujos:** Estos principios de uso identifican la responsabilidad de cada agente en los flujos de las líneas por análisis de grafos, estudios de flujos de potencia, principios de proporcionalidad, etc. Los principales principios de uso en la literatura son los estudios de flujos de potencia, factores de distribución de desplazamiento de generación (GSDF), factores generalizados de distribución (GGDF y GLDF), método de Bialek y método de Kirschen.

**Estampillados:** Este principio responsabiliza a los agentes del uso del sistema de acuerdo a medidas como potencias firmes, consumos máximos, generaciones máximas, etc.

**Basados en el beneficio:** Este principio se basa en el beneficio que cada agente obtiene al hacer uso del sistema. Uno de los exponentes de este principio de uso son los métodos basados en la Teoría de Juegos.

En la siguiente tabla se presenta en forma resumida el análisis realizado en esta sección.

**Tabla 2.1: Clasificación de las metodologías de definición de principios de uso [7]**

<b>Clasificación</b>	<b>Principio de Uso</b>	<b>Concepto de Acceso</b>
Marginalista	CMg de corto plazo CMg de largo plazo	Inyección-Retiro Inyección-Retiro
Identificación de flujos	Factores GGDF Factores GLDF Factores GSDF Kirschen Bialek Gráfico Corrientes	Inyección Retiro Inyección, Retiro, Punto-Punto Inyección, Retiro Inyección, Retiro Inyección, Retiro Inyección, Retiro
Estampillados	Peajes Estratificado Bruto Estratificado Neto	Inyección, Retiro Inyección, Retiro, Punto-Punto Inyección, Retiro, Punto-Punto
Basados en el Beneficio	Precios Ramsey Teoría de Juegos	Inyección, Retiro, Punto-Punto

## **2.4 Desacoplo de planificación en generación y en transmisión**

Tradicionalmente, se planificaba la transmisión partiendo de las decisiones previas de expansión de la generación, información que en un ambiente de libre competencia no se elabora centralizadamente ni a priori, sino que es resultado de decisiones empresariales tomadas individualmente por los agentes en cualquier momento. Por consiguiente, tanto el tamaño como la ubicación de la nueva generación, en general, no son conocidos con certeza a la hora de planificar la transmisión. Por otro lado, el tiempo que puede transcurrir desde que se toma la decisión de construir una línea hasta su puesta en funcionamiento es cada vez más largo, debido especialmente a las frecuentes dificultades de tipo medioambiental y de ordenación del territorio, de manera que actualmente este tiempo puede ser mayor que el de la propia construcción de la central, [1]. Ampliando el argumento, los tiempos de instalación de una central eléctrica de ciclo combinado de gas son cada vez más cortos, y en muchos casos ya resultan netamente inferiores a los plazos que conlleva el tendido de líneas eléctricas. Por otro lado, hay varios motivos que explican posibles demoras en los tendidos de redes. Uno es que el desarrollo de tales infraestructuras alcanza más territorio que una central eléctrica que afecta a un área geográfica más reducida.

En los mercados de electricidad reestructurados uno de los mayores desafíos es la expansión económicamente adaptada de la generación y la transmisión. El mecanismo para promover la entrada de generadores y la inversión en transmisión es la competencia. Las decisiones de inversión en generación y en transmisión se tratan en forma separada, pero se afectan entre sí, es decir, están acopladas.

El mercado gobierna la operación y la expansión de la generación y de la transmisión, los cuales han terminado por ser en cierta medida sustitutos entre sí en un mundo competitivo [15]. Los comercializadores, en forma separada, toman decisiones que colectivamente afectan al sistema. Los inversionistas potenciales en generación ven que los precios de la energía que colocarán se verán afectados por futuros cambios en los sistemas de transmisión. Las buenas oportunidades de ganancias al reforzar la transmisión se ven afectadas significativamente por la ubicación de un generador entrante [1],[16].

El impacto en un sistema de potencia que produce la entrada de un generador, depende fuertemente de su tamaño, ubicación y fecha. Efectivamente, la entrada de un generador en un extremo de una región podría simultáneamente aumentar la congestión en ese sector y reducir los costos de congestión en todo el resto de la región. Por lo tanto, la inversión en generación y en transmisión altera recíprocamente las expectativas de adecuados ingresos. Los comercializadores del mercado eléctrico, con el fin de realizar una adecuada gestión de compra y venta de energía, necesitan entender y modelar la compleja interacción entre inversión en generación y en transmisión [17]. Sin embargo, el problema de la planificación del conjunto generación–transmisión, como herramienta de análisis de la evolución del mercado, es muy difícil de resolver (programación no lineal, entero-mixta) y computacionalmente costoso [18].

Tratar la expansión en forma conjunta produce un problema combinatorial de evergadura, ya que, el número de opciones crece exponencialmente con el tamaño de la red provocando un mayor número de soluciones locales óptimas, las cuales hacen crecer las posibilidades de quedarse atrapados en una de éstas. Por ejemplo, si el objetivo de una metodología conjunta (generación – transmisión) es satisfacer una demanda, se van a tener  $m$  posibles soluciones correspondientes a planes de transmisión,  $n$  soluciones correspondientes a generación y  $p$  soluciones correspondientes a soluciones intermedias, es decir, soluciones que corresponden a instalar centrales y líneas de transmisión para satisfacer la demanda; entonces, esta metodología conjunta evaluará  $2^{m+n+p}$  posibles soluciones, en cambio, la otra solo evaluará  $2^m$  casos [19].

De la literatura disponible se encontró que muy pocas publicaciones se han introducido al tratamiento de la transmisión y la generación en forma conjunta [20, 21]. En general la estructura de estas metodologías es considerar a la generación como un proyecto de expansión más, es decir, sitúa en un mismo nivel tanto a un proyecto de generación (una central eléctrica) con uno de transmisión. Esta aproximación del problema, en general, funcionaría para sistemas que disponen de un ente central que decide sobre la expansión y no en aquellos que se desarrollan en ambientes competitivos. La razón de lo anterior se debe a la difícil modelación de las decisiones que pueden realizar los distintos participantes de este sector.

El nuevo enfoque con el que deben diseñarse los modelos que sirvan de soporte para decisiones, en las que se busca la optimización de los beneficios propios de cada agente (generador, transmisor o comercializador) en el mercado, exige incorporar al modelo, de alguna forma, conceptos teóricos novedosos propios de la microeconomía y de la teoría de juegos [22]. Los mercados se entienden como elementos dinámicos que se estabilizan en torno a unos puntos de equilibrio caracterizados por las estructuras de producción de los distintos agentes. También, y de forma muy paralela, se pueden entender como el resultado de un determinado juego en el que las reglas marcadas imponen finalmente una estrategia a seguir por cada agente en función de las reacciones de los demás.

### III. CONSISTENCIA REGLAMENTARIO

#### 3.1 *Introducción*

En este capítulo, se presentan los conceptos de la regulación eléctrica que hay en Chile, así como de los agentes que participan en el sistema normativo, haciendo hincapié en la gestación del plan de obras. También se da a conocer la visión, desde el punto de vista de las empresas, y las críticas que se le hacen a dicho plan.

#### 3.2 *Institucionalidad del sector eléctrico*

La normativa del sector eléctrico vigente en Chile se basa en el DFL-1 [23], que tiene tres características fundamentales: la primera sigue la filosofía general económica, que es no establecer diferencias entre empresas en base a la propiedad, aspecto esencial para una real competencia y no discriminación por parte del Estado. Las otras dos características son la promoción de la competencia en la generación eléctrica y contratos con clientes, y la regulación en los segmentos de transmisión y distribución [24].

Las instituciones participantes en la regulación del sector eléctrico chileno son: La Comisión Nacional de Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), el Centro de Despacho Económico de Carga (del SIC y del SING), la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), el Panel de Expertos (PE), el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) y el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (ME). La CNE fue creada en 1978 y debe elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector y analizar y proponer al mercado eléctrico los niveles y estructuras de tarifas reguladas. La SEC, organismo autónomo, vigila el cumplimiento de la ley, de los reglamentos y normas. Además, es la encargada de otorgar las concesiones de centrales, transmisión y distribución y resolver conflictos sobre servidumbres. El CDEC (están el CDEC-SIC y el CDEC-SING) es un organismo del estado con la finalidad de coordinar la operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operen interconectados entre sí. La CONAMA, es la institución del Estado que tiene como misión

promover la sustentabilidad ambiental del proceso de desarrollo y coordinar las acciones derivadas de las políticas y estrategias definidas por el gobierno en materia ambiental. El PE es un órgano creado por la Ley N° 19.940, con competencia acotada integrado por profesionales expertos, cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica que le deben ser sometidas conforme a la ley, y sobre las demás que dos o más empresas del sector eléctrico, de común acuerdo, sometan a su decisión. El TDLC Creado por la Ley N° 19.911, es un tribunal especial e independiente, de carácter colegiado cuya función es prevenir, corregir y sancionar los atentados a la libre competencia y está sujeto a la superintendencia directiva, correccional y económica de la Excma. Corte Suprema.

### **3.3 *Plan de Obras***

El Plan de Obras es una planificación de la generación y de los sistemas de transmisión que realiza la CNE que tiene sólo carácter indicativo y se utiliza para el cálculo de precios de nudo semestrales.

Los agentes del mercado (generación, transmisión y distribución) son los que realizan un proceso de planificación de la expansión de sistemas de generación y transmisión y su ejecución desde un punto de vista de negocio.

El plan de obras sirve de base, en conjunto con el precio promedio de contrato de los clientes libres, para el cálculo de precios de clientes regulados (empresas de distribución). Este plan se calcula cada seis meses y en teoría apunta a coordinar las inversiones y a dar señales de inversiones adecuadas en el sector.

Para entender la importancia del mismo, debe tomarse en cuenta que los precios (de nudo) se fijan considerando la operación eficiente del sistema, pero también un nivel de inversión adecuado. La CNE, en base al análisis tanto de las proyecciones de demanda como de costos de inversión, simula la expansión que tendría el sistema eléctrico si se maximizara la rentabilidad social de la inversión. Así, por ejemplo, si se proyecta que la demanda crecerá en



un 10% en los próximos años, la CNE debe considerar el tipo de central que más eficientemente estaría en condiciones de satisfacer la demanda. Si esa demanda se puede satisfacer a menores costos que los vigentes, con centrales de un determinado tipo y ubicadas en zonas muy precisas, entonces la CNE estima el costo de provisión para el horizonte de análisis.

La metodología propuesta en la referencia [25] para obtener el programa de generación y transmisión óptimo, se basa en determinar para distintas alternativas de puesta en servicio de centrales térmicas y líneas de transmisión, la suma de los costos presentes de inversión, operación (fijos y variables) y falla. Para establecer el costo presente de abastecimiento de cada alternativa se considera lo siguiente [25]:

- Inversión en centrales y líneas de transmisión a la fecha de puesta en servicio.
- Valor residual de las inversiones a fines del período considerado (incluyendo los posibles años de relleno), en base a una depreciación lineal, y de acuerdo a la siguiente tabla de vida útil de las instalaciones:
  - o Centrales gas natural :24 años
  - o Centrales hidráulicas :50 años
  - o Proyectos de interconexión y líneas de transmisión :30 años
- Costo fijo anual de reserva de transporte de gas de centrales de ciclo combinado por un 90% de su demanda máxima, dependiendo de su fecha de puesta en servicio y localización.
- Gasto fijo anual de operación y mantenimiento.
- Gasto variable anual, representado por los costos total de operación y falla entregado por el modelo de optimización utilizado.

La determinación de la alternativa de expansión más conveniente surge de un proceso iterativo de comparación de las opciones de desarrollo y de minimizar la siguiente función objetivo:

$$\min \left( \sum [Inv + COyM + Cvar - Resid] \right) \quad (3.1)$$

s.a.

Restricciones de demanda  
Limitaciones del sistema de transmisión  
Restricciones de riego  
Potencias máximas de centrales generadoras  
Variabilidad hidrológica, Etc.

donde:

Inv : Valor actualizado de las todas las inversiones futuras a optimizar.

CO&M : Valor actualizado de todos los costos de operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones, que en caso de las centrales a gas natural incluye el costo fijo anual de transporte de gas. Los valores de CO&M anual previos a su actualización se consideran al final de cada año.

Cvar : Costo de operación y falla futuro actualizado del sistema,

Resid : Valor actualizado del monto residual de todas las inversiones futuras.

En el Plan de Obras de Abril de 2006 [25] se especifica lo siguiente:

El Programa de Obras elaborado por la CNE, de acuerdo a lo estipulado en el artículo N° 99 del DFL N° 1/82(M) y el artículo N° 272 del Decreto 327/97 (M), consideró las centrales existentes, en construcción así como también otras alternativas de desarrollo en el horizonte establecido en la ley. Las bases del estudio y las características de las alternativas utilizadas se entregan en el ANEXO N° 5 “*Estudio Programa de Obras de Generación y Transmisión de Mínimo Costo de Abastecimiento de el SIC*” de la referencia [25].

En relación al sistema de transmisión el Plan de Obras [25] incluye la representación lineal por tramo de las pérdidas en las líneas, considerando hasta un máximo de 5 tramos e incorporando instalaciones desde el nivel de 66 kV hasta el nivel de 500 kV. También se entrega en dicho plan los parámetros y capacidades máximas de los diferentes tramos utilizados. Los valores para los distintos tramos del sistema de transmisión se han determinado

en base al Informe de Peajes de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC y antecedentes entregados por los propios propietarios de dichas instalaciones. También se considera la indisponibilidad de transmisión realizando una simulación estática de la operación del sistema eléctrico para una condición típica de operación en la hora de demanda máxima utilizando una versión del modelo multinodal PCP.

La CNE en virtud de sus atribuciones en la elaboración del programa de obras, recomienda otras instalaciones de transmisión necesarias para el sistema, que no son de carácter urgente y que pueden ser analizadas en el primer estudio de valorización y expansión de la transmisión troncal para verificar su ejecución como obras nuevas o de ampliación.

Respecto a la modelación de los peajes en el Plan de Obras, simplemente no existe, lo que significa que no refleja la realidad práctica.

### **3.4 *Perspectiva desde el punto de vista de las empresas***

Como se ha dicho la CNE, en base al análisis tanto de las proyecciones de demanda y de costos de inversión, simula la expansión que tendría el sistema eléctrico si se maximizara la rentabilidad social de la inversión. Si la demanda se puede satisfacer con centrales de un determinado tipo, de bajo costo y ubicadas en zonas muy precisas, entonces la CNE estima el costo de provisión, proyectado hacia futuro, y en consecuencia, fija el precio de nudo en base a esas condiciones. Planteado así, la tarifa presente depende de las proyecciones respecto a las fechas de entrada en servicio de futuras centrales generadoras y de los costos de producción que ellas tendrán. En el caso chileno, las proyecciones se obtienen de un proceso formal, en que las empresas del sector informan de sus obras en curso, de sus planes y proyectos, y la autoridad aplica supuestos sobre crecimiento de demanda para determinar un plan de inversiones optimizado ("***plan de obras***") que minimiza el valor presente del costo total de abastecimiento para los consumidores. Si el plan de obras proyectado es erróneo, el costo de oportunidad del agua de los embalses grandes resulta erróneo y el despacho del parque de centrales existentes será ineficiente [26].

Cada empresa construye la central eléctrica que desee en el momento que estime conveniente. No está obligada a seguir el "plan de obras" de la autoridad. Como se puede desprender, las empresas tienen posibilidades de aumentar el precio retardando inversiones. Por otro lado, para el abastecimiento de los próximos años, la autoridad está obligada por la ley a incluir en su plan de obras todas las obras en curso y las que ella cree que entrarán en servicio en los próximos cuatro años, de acuerdo al plan de mínimo costo que ella estimó. Esta norma limita las discrepancias entre el plan de obras determinado por la autoridad y el efectivamente provisto por las empresas.

Una empresa dueña de un solo proyecto incluido en el plan de obras elige el momento de iniciar las obras con vistas a maximizar el valor presente esperado de las utilidades originadas en ese proyecto. Esto, a su vez, requiere postergar esa inversión por lo menos hasta la fecha en que el valor presente esperado de los excedentes proyectados de las tarifas por sobre los costos evitables de su planta (ingreso por energía), más el valor presente del ingreso por potencia, iguale el costo de construir la planta y demás instalaciones dedicadas. Esta es la condición de libre entrada a la actividad de generar.

Expresada algebraicamente:

$$VP(I_{pot} \cdot Cmg_{pot}) + VP\left(\sum_{h=1}^{h=8760} I_h \cdot (Cmg_h^{CDEC} - Cmg_h^{Central})\right) \geq CostoInversión \quad (3.2)$$

donde:

$VP( . )$  : valor presente esperado.

$I_h$  : energía inyectada por la central en la hora h del año,  $h = 1, 2, \dots, 8760$ . [Kw]

$Cmg_h^{CDEC}$  : tarifa de la energía en la hora h, fijada por el CDEC [\$/Kw].

$Cmg_h^{central}$  : costo marginal para esta central de producir energía en la hora h [\$/Kw].

$I_{pot}$  : potencia "a firme" de las instalaciones.  $I_{pot} = \text{Max}_h \{ I_h \}$  [Kw]

$Cmg_{pot}$  : tarifa por la potencia, fijada por la CNE [\$/Kw].

Una empresa con un proyecto de central de envergadura, no toma como dato la trayectoria de tarifas proyectadas, sino el parque existente y el plan de obras que cree plausible.

Esa empresa reconocerá que puede mejorar su valor adelantando o postergando levemente la puesta en marcha de su nueva central, porque su propia entrada es relevante para de finir los costos del sistema. Todo esto ocurre porque en el margen, la oferta de energía queda determinada por una sola empresa y existe algún poder monopólico. En efecto, una vez iniciada la construcción, las demás centrales no pueden aumentar su capacidad en términos competitivos, y tampoco es posible adelantar con facilidad otra central grande. El dueño del proyecto que ya inició la construcción (y que por ende no enfrenta rivales en igualdad de condiciones) elige la postergación en la construcción dentro de cierto rango y maximiza sus utilidades postergando en algún grado la terminación de esa central.

Sin embargo, la libertad de entrada a la actividad de generación modera estas postergaciones ineficientes. En efecto, si todas las nuevas centrales siguen la misma estrategia, se eleva el promedio anual de las tarifas actuales y proyectadas. La alta rentabilidad disponible atrae la entrada de nuevos generadores y así se moderan los atrasos descritos.

La rivalidad entre unas pocas empresas con proyectos de central "grande", y también entre empresas dueñas de otras centrales, tiene otros efectos que vale la pena mencionar. En este contexto, la utilidad de la empresa depende más de estar fuera o dentro del mercado que de pequeñas postergaciones. Con tal de quedar dentro del mercado, los rivales tienden a *adelantar su entrada*, como se analiza en los trabajos de Eaton y Lipsey [27] y Fontaine y Valdés [28]. En estos casos, la libre entrada puede llevar a ineficiencia social si genera sobreinversión y un aumento de los costos totales, que superen los posibles aumentos en el excedente de los consumidores. Las tendencias a adelantar la entrada pueden ser mucho más significativas que las tendencias a demorarla.

Este esquema de tarificación sería aproximadamente eficiente si se cumplieran dos supuestos: que los costos medios de generar electricidad sean crecientes o constantes en el largo plazo, y que la demanda sea insensible al precio en el largo plazo. Este esquema no puede manejar en forma eficiente los costos fijos muy grandes, tales como los asociados a un gasoducto caro, situación que viola el primer supuesto [26].

### 3.5 *Críticas al Plan de Obras de los participantes en el mercado de generación*

La mayor crítica al Plan de Obras es no considerar el pago por concepto de peaje que deben hacer los generadores al sistema de transmisión, hecho que puede influir en las decisiones de expansión de la generación. Entonces, la entidad que genera el plan de obras debería incorporar todos los elementos de costos (sin excluir ninguno) que pueden haber en las distintas alternativas tecnológicas. Esto debe hacerlo en conjunto con el sector privado ya que son ellos los que disponen del capital. En realidad, se reconoce que la autoridad puede influir en cómo planificar en la generación, pero en definitiva, la decisión final de invertir la tienen las empresas de generación privadas.

El modelo que realiza el Plan de obras tiene algunas deficiencias detectadas por las empresas de generación las cuales se manifiestan a través de las observaciones que ellas hacen a los informes preliminares de la CNE, [29]. Por ejemplo, se pueden citar las siguientes observaciones de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“ENDESA”), [30] :

*“Se observan tópicos particulares relacionados con el cálculo del precio de nudo, en los cuales se incluye: i) Tres errores introducidos en el modelo OSE2000 reducen significativamente los costos marginales del SIC, en especial desde 2008; el primero se refiere al uso de parámetros incorrectos de consumo específico y de costo de combustible para la central Candelaria; el segundo se refiere a una modelación de uso simultáneo de combustibles distintos (GN, Diesel y GNL) en algunas centrales de CC, que conlleva a un aumento ficticio e inexistente de la capacidad de generación del sistema y el tercero consiste en incluir un valor nulo del rendimiento y del CVNC para las centrales Nueva Aldea. ii).- Se mantiene la inadecuada representación en el modelo OSE de la situación de postergación de los mantenimientos de centrales en condiciones transitorias de sequía o falla prolongada de centrales a través de centrales ficticias denominadas “centrales de mantenimiento”; iii).- Transcurridos cuatro años, debe actualizarse el estudio de costo de falla e incluirse en una próxima fijación de precios de nudo, y iv).- Se observa una definición muy distinta de la fórmula de indexación de la energía, que debe ser revisada para que sea operativa”.*

Esto hace que los precios de nudo calculados no sean precisos lo que significa que se ve afectado el ingreso tarifario y en consecuencia, el calculo de los peajes. Otro ejemplo, en la última fijación de precios de nudo, las empresas generadoras no aceptaban que la indisponibilidad de generación fuera calculada en base a las horas de mayor demanda solamente, sino que debe considerar a todas las horas del año.

También en esa fijación de precios [29] se señala que un sistema de transmisión está compuesto por múltiples elementos, por lo que el grado de confiabilidad con que se desea proveer el suministro debiera contemplar la evaluación de la indisponibilidad de las líneas, equipos de transformación y otros equipos relevantes para su operación, conducentes a establecer indisponibilidades aceptables.

Otra crítica es que el valor de la indisponibilidad aceptable de transmisión que establezca la Comisión debe ser consistente con la ubicación geográfica y características ambientales de los tramos analizados, dado que cada tramo está expuesto a diferentes condiciones climáticas y de contaminación que en algunos casos no son capaces de ser resistidas. Además, se deben establecer varios valores de indisponibilidad de transmisión asociados al nivel de tensión de cada tramo.

ENDESA insiste en su solicitud para que la CNE interceda frente al Consultor para que las empresas eléctricas involucradas en el proceso de fijación de precios de nudo dispongan del modelo, con sus códigos fuentes y ejecutables, en condiciones económicas de mercado, de modo además que no pueda entenderse que la disponibilidad de este modelo actúe como una barrera de entrada a nuevos inversionistas al sector eléctrico chileno. Disponer de este modelo, es la única opción para que las empresas eléctricas puedan analizar y observar con fundamento los resultados que la CNE obtiene y así cumplir cabalmente con lo dispuesto en el artículo 101° del DFL. ENDESA plantea que no es presentable bajo ningún argumento que la CNE le entregue a un consultor particular la facultad de negociar libremente la venta y arriendo de este modelo, obligando a su vez a todos los actores a su utilización al cambiar el uso del Modelo GOL (público) por este en el cálculo de las tarifas de precio regulado.

## IV. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

### 4.1 *Introducción*

En este capítulo, se presenta una metodología que considera la optimización de expansión de centrales, la optimización de expansión del sistema de transmisión y su tarificación, es decir, el pago que le corresponde hacer a los generadores por el uso que hacen del sistema de transmisión. Se trata de lograr una optimización de la expansión del sistema que incluya la tarificación y mostrar con ello que el óptimo social cambia al igual como se modifica el óptimo de cada empresa o conjunto de empresas.

### 4.2 *Metodología propuesta*

La metodología propuesta busca reflejar la dinámica que se observa en un mercado eléctrico real. Las empresas generadoras toman sus decisiones de inversión considerando escenarios futuros de desarrollo del sistema, precios de venta de la energía, costos de producción de la energía, costos de inversión y costos asociados al uso del sistema de transmisión. Una hipótesis de este trabajo es que estos últimos costos, asociados al pago de los sistemas de transmisión, impactan de manera significativa las decisiones de desarrollo de los sistemas de generación.

La metodología propuesta, busca modelar la dinámica de decisiones descrita, considerando el siguiente procedimiento general:

1. Definición preliminar de un conjunto de proyectos de expansión de la generación. Estos planes pueden corresponder a los propuestos por un planificador. Asimismo, una fuente de planes de expansión son los organismos gubernamentales encargados del desarrollo, quienes definen un conjunto viable de proyectos de expansión. Por ejemplo, en Chile el encargado es la Comisión Nacional de Energía (CNE), [25].



2. Optimización del plan de expansión considerando los proyectos antes definidos. Esta etapa de planificación de centrales considera las centrales existentes como punto de partida del proceso en el horizonte de planificación.
3. Con el plan de expansión de la generación resultante, se realiza la planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando como sistema inicial el existente.
4. Evaluación del costo que le corresponde a cada empresa generadora por concepto de pago por tarificación de los sistemas de transmisión. Este pago dependerá de la metodología específica de tarificación seleccionada.
5. Se verifica la convergencia del plan de obras encontrado, comparándolo con el resultante de la iteración anterior.
6. En el caso de no verificarse convergencia, con los resultados de costos de peajes, se corrigen los costos de inversión de los proyectos de generación específicos, incorporando los peajes pagados por el generador. Se repite el ciclo (puntos 2 al 5).
7. En el caso de verificarse convergencia, se calculan los beneficios (desde el punto de vista social y para cada agente) asociados a los planes de generación y transmisión obtenidos.
8. El procedimiento completo se repita para varias metodologías de pago de los sistemas de transmisión.

Finalmente, se realiza un análisis de la incidencia de las metodologías de tarificación del sistema de transmisión respecto de la solución obtenida en la primera iteración del proceso (es decir, sin considerar los efectos del mecanismo de tarificación de la transmisión)<sup>1</sup> y se buscan los criterios o principios para discernir qué metodología se acerca a lo más adecuado,

---

<sup>1</sup> Este caso corresponde a la solución que alcanzaría el planificador centralizado.

tanto para un objetivo social como para las empresas generadoras. En la figura siguiente se visualiza el procedimiento considerando dos variables de decisión de la inversión:

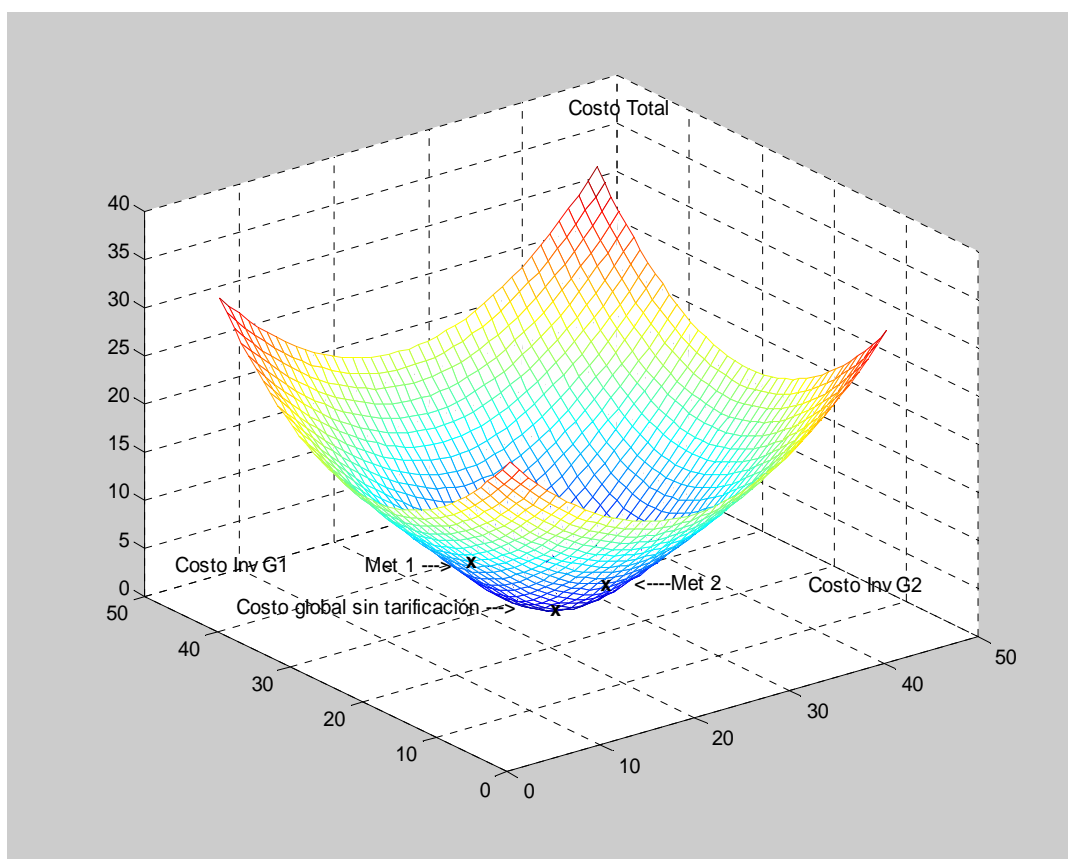


Figura 4.1: Visualización de los óptimos

Analizando la Figura 4.1 se observa que las distancias (en unidades de costo) entre los valores mínimos de cada metodología con respecto al valor mínimo del *caso sin tarificación*, que es el referente a considerar, son distintas.

Metodología 1: Desde el punto de vista global, el óptimo encontrado con esta metodología se aleja más del óptimo referencial (en que no se considera tarificación). Desde el punto de vista del generador 1, éste no se ve beneficiado bajo este nuevo óptimo pues su costo aumenta respecto al caso sin tarificación. En cambio, se observa que el generador 2 sale beneficiado con este nuevo óptimo.

Metodología 2: Respecto a ésta metodología, ésta se aleja también del óptimo referencial, pero en menor grado que en el caso de la metodología 1. En este caso sale más favorecido el generador 1 y perjudicado el generador 2.

Por lo tanto, se deduce que cada generador se va a inclinar por la metodología que más le favorece.

Desde el punto de vista de elementos de mercados competitivos se hace uso de la teoría de juegos como una herramienta de análisis de la planificación de la expansión de la generación para las empresas generadoras, con el fin de analizar e interpretar los resultados obtenidos.

En las siguientes secciones se describe en mayor detalle las etapas más relevantes contenidas en el procedimiento general antes mostrado y que se resume en el siguiente esquema (Figura 4.2):

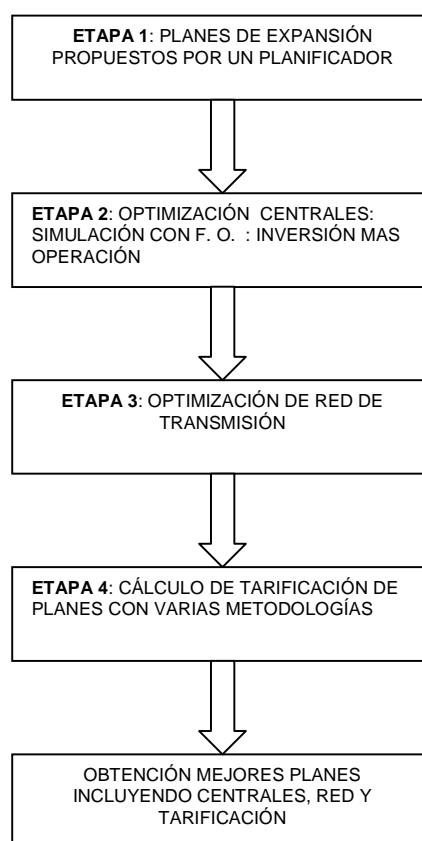


Figura 4.2: Etapas del procedimiento general

### 4.3 *Formulación general del problema*

Como marco conceptual del problema, se formula un modelo general para la planificación de la expansión de un sistema eléctrico de potencia, es decir, específicamente expansión de centrales generadoras y de una red de transporte de energía eléctrica, considerando las señales de precio de la tarificación de la transmisión. Se hace una planificación estática, es decir, el análisis es para un año determinado, con un escenario dado, que dependerá de la demanda, precio de combustibles, restricciones de gas, etc.

El análisis tiene tres etapas básicas:

- Optimización de centrales,
- Optimización de redes,

- Tarificación de la transmisión.

Estas etapas están relacionadas para encontrar un punto de equilibrio bajo condiciones de mínimo costo. A continuación, se hará una formulación global del modelo que se quiere mostrar.

Dado un sistema eléctrico bajo un escenario cualquiera y un año específico, se desea minimizar los costos de nuevas centrales que deben incorporarse incluyendo los costos de tarificación del sistema de transmisión.

$$z = \min \sum_{t=1}^T \left[ \sum_{i=1}^{Ng} (C_{c_{it}} + C_{t_{it}}) \right] \quad (4.1)$$

donde:

$z$  : función objetivo centrales,

$C_{c_{it}}$  : costos de la central  $i$  en el período  $t$ ,

$C_{t_{it}}$  : costos de la central  $i$  por concepto de tarificación en el período  $t$ ,

$T$  : número de horas del período de planificación,

$Ng$  : Número de generadores,

$i$  : número de cada central,

$t$  : tiempo en horas.

sujeto a:

Potencia máxima del generador candidato,

Abastecimiento de la demanda,

Disponibilidad de combustibles,

Representación del sistema de transmisión.

### 4.3.1 Etapa 1: Optimización de centrales

El análisis que se lleva a efecto considera la planificación de unidades de centrales (generadores) de manera centralizada realizada por el planificador. Se considera en esta primera etapa una simulación de un número de generadores existentes y candidatos, junto con una red de transmisión y las cargas correspondientes.

Considérese un escenario cualquiera de demanda, precios futuros e hidrología.

Para el caso de una representación uninodal, dado un sistema eléctrico se desea minimizar sus costos:

$$\min z = \sum_{i=1}^{Ng} a_i C_i + \sum_{i=1}^{Ng} \left[ b_i \left( \sum_{j=1}^{NB} G_{ij} N_j \right) \right] \quad (4.2)$$

sujeto a:

$$\sum_{i=1}^{Ng} C_i \geq D_{\max} \quad \lambda_0 \quad (4.2a)$$

$$\sum_{i=1}^{Ng} G_{ij} N_j \geq D_j N_j \quad ; \quad j = 1, \dots, NB \quad \lambda_j \quad (4.2b)$$

$$C_i - G_{ij} \geq 0 \quad \mu_i \quad (4.2c)$$

$$C_i, G_{ij} \geq 0 \quad (4.2d)$$

Donde:

$a_i$  : costo de inversión de central i, anualizado en US\$/MW

$b_i$  : costo de operación de central i en US\$/MWh

$C_i$  : capacidad de la central i a instalar en MW

$G_{ij}$  : generación de la central i en el bloque j en MW

$D_{\max}$  : demanda máxima del sistema en MW

- $N_j$  : cantidad de horas del bloque  $j$   
 $D_j$  : altura del bloque  $j$  en MW  
 $\lambda_o$  : variable dual asociada a restricción de demanda máxima  
 $\lambda_j$  : variable dual asociada a restricción de energía del bloque  $j$   
 $\mu_i$  : variable dual asociada a restricción de generación  $i$   
 $NB$  : número de bloques  
 $N_g$  : número de generadores

La metodología de optimización considera como variables las capacidades de los generadores que hay en las centrales (se supone para el análisis un generador por central) y la generación necesaria para aportes de energía. Esto transforma el problema de optimización en una programación lineal, lo que significó para la ejecución de este trabajo, que se pudiera resolver usando método Simplex o método de Puntos Interiores.<sup>2</sup> La carga se representa por bloques de energía de diferentes alto y ancho tal como se muestra en la Figura 4.3, de manera de ir configurando la curva de duración. Específicamente en esta tesis se usaron 500 bloques y se uso el Método de los Puntos Interiores.<sup>3</sup>

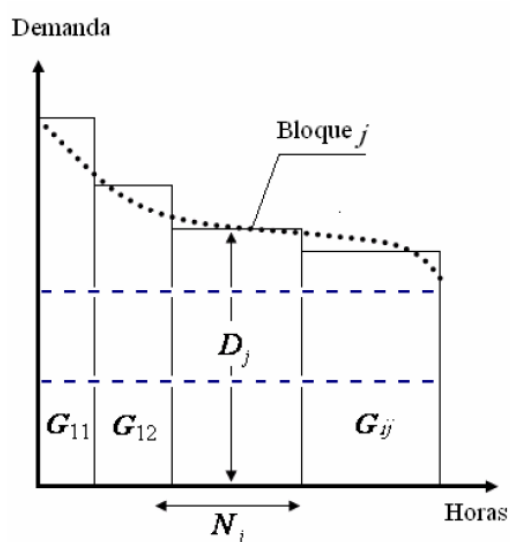


Figura 4.3: Bloques de energía representados en la curva de duración

<sup>2</sup> Se uso la función de biblioteca Lingpro del Matlab.

<sup>3</sup> Por la cantidad de bloques no es conveniente usar el Método Simplex.

Entonces, optimizando se logra obtener la cantidad de generadores que deben proveer la carga y su capacidad, por lo tanto, se obtiene un costo mínimo total social del sistema en esta etapa. La demanda, como mencionó, se representa por una función que depende de su duración en el tiempo.

Este modelo básico corresponde a un enfoque clásico que es explicado en referencia [36].

#### **4.3.2 Etapa 2: Optimización del sistema de transmisión**

Obtenida la información de la etapa anterior, es decir unidades (o generadores) que deben quedar incorporadas, lugar en la red y su tamaño (capacidad), se procede a optimizar la red de transmisión desde el punto de vista de inversión, vale decir, determinar que líneas deben quedar respetando su capacidad máxima [34].

Cuando se está realizando un estudio para reforzar una red con líneas de transmisión, para la determinación del estado eléctrico de ésta resulta más adecuado utilizar modelos aproximados. El flujo de potencia lineal o flujo DC, es una herramienta adecuada para estos propósitos.

El flujo de potencia en corriente continua (DC) es una herramienta ampliamente utilizada en estudios de planificación debido fundamentalmente a que, en la mayoría de los casos, es posible obtener una estimación del estado del sistema en una forma muy rápida y confiable. El modelo es robusto frente a los diferentes escenarios de demandas y topologías, y sólo se requiere que la red sea conexa. Las premisas básicas para formular este método consisten en desprestigiar las resistencias series de las líneas, las admitancias en derivación de los elementos y asumir un perfil de tensión plano e igual a 1 en p.u. [31].



En el análisis que se está realizando se procede a optimizar la red de transmisión desde el punto de vista de inversión, vale decir, determinar las líneas que deben incorporarse respetando su capacidad máxima.

El siguiente problema de planificación estática de sistemas de transmisión se formula mediante una programación lineal entera mixta en donde el sistema eléctrico se representa por un modelo de flujo de potencia DC [32].

Formalmente:

$$z = \min c_l^t x \quad (4.3)$$

sujeto a :

$$P_g - A_1 \cdot f_1 - A_2 \cdot f_2 = P_d \quad (4.3a)$$

$$f_1 - \gamma_1 \cdot A_1^t \cdot \theta_1 = 0 \quad (4.3b)$$

$$[x] f_2 - \gamma_2 \cdot A_2^t \cdot \theta_2 = 0 \quad (4.3c)$$

$$f_2 - \begin{bmatrix} - \\ f_2 \end{bmatrix} \cdot x \leq 0 \quad (4.3d)$$

$$-f_2 + \begin{bmatrix} - \\ f_2 \end{bmatrix} \cdot x \leq 0 \quad (4.3e)$$

$$0 \leq P_g \leq P_g^{max} \quad (4.3f)$$

$$|f_1| \leq \bar{f}_1 \quad (4.3g)$$

$$x \in N \cup \{0\} \quad (4.3h)$$

Donde:

$A_1$  : matriz incidencia nudo-elemento de red existente

$A_2$  : matriz incidencia nudo-elemento de red nueva

$f_1$  : vector de flujos por elementos de red existente

$f_2$  : vector de flujos por elementos de red nueva

$\gamma_1$  : matriz de susceptancias de red existente

$\theta_1$  : vector de ángulos de las tensiones de nudos de red existente

- $\theta_2$  : vector de ángulos de las tensiones de nudos de red nueva  
 $c_I$  : vector de costos de inversión, operación, mantenimiento y admisión.  
 $x$  : vector de decisión asociado a la construcción de elemento candidato  
 $\gamma_2$  : matriz de susceptancias de elementos de red candidata  
 $P_g^{max}$  : vector de potencia de generación máxima

### 4.3.3 Etapa 3: Tarificación de la transmisión

El sistema de transmisión se financia cubriendo el valor anual de la transmisión por tramo compuesto por la Anualidad del Valor de Inversión del tramo (AVI), más los Costos anuales de Operación, Mantenimiento y Administración del tramo respectivo (COMA).

El pago que recibe el sistema de transmisión está compuesto por dos componentes: Ingreso Tarifario y Peaje. Por lo tanto, para un tramo  $k$ , este peaje se calcula como la diferencia entre las anualidades de los tramos y el ingreso tarifario. Es decir:

$$Peaje_k = AVI_k + COMA_k - IT_k \quad (4.4)$$

donde:

$AVI_k$  : Anualidad del Valor de Inversión del tramo  $k$ ,

$COMA_k$  : Costos anuales de Operación, Mantenimiento y Administración del tramo  $k$ ,

$IT_k$  : Ingreso Tarifario por potencia y por energía  $k$ .

Ingreso tarifario por potencia.-

El ingreso tarifario por cada tramo  $k$  de transmisión, entre los nudos  $i$  y  $j$ , se calcula como se muestra a continuación:

$$IT_k^P = \left[ (P_i - Perd_k^P) \cdot FP_j^P - P_i \cdot FP_i^P \right] \cdot Pc^P \quad (4.5)$$

Donde :

$IT_k^P$ : Ingreso Tarifario en el tramo  $k$ ,

$P_i$ : potencia en el tramo  $k$  que sale del nudo  $i$ ,

$Perd_k^P$ : pérdidas de potencia en el tramo  $k$ ,

$FP_i^P$ : Factor de Penalización de potencia en el nudo  $i$ ,

$FP_j^P$ : Factor de Penalización de potencia en el nudo  $j$ ,

$Pc^P$ : precio de referencia de la potencia.

#### Ingreso Tarifario por Energía.-

Para calcular el ingreso tarifario por energía se usa la siguiente expresión:

$$IT_k^E = \left[ (E_i - Perd_k^E) \cdot FP_j^E - E_i \cdot FP_i^E \right] \cdot Pc^E \quad (4.6)$$

Donde:

$IT_k^E$ : Ingreso Tarifario por concepto de energía en el tramo  $k$ ,

$E_i$ : Energía en el tramo  $k$  que sale del nudo  $i$ ,

$Perd_k^E$ : Pérdidas de energía en el tramo  $k$ ,

$FP_i^E$ : Factor de Penalización de energía en el nudo  $i$ ,

$FP_j^E$ : Factor de Penalización de energía en el nudo  $j$ ,

$Pc^E$ : precio de referencia de la energía.

#### Ingreso tarifario total.-

El ingreso tarifario total ( $IT_k$ ) está dado por la suma del ingreso tarifario por potencia y el ingreso tarifario por energía, es decir:

$$IT_k = IT_k^P + IT_k^E \quad (4.7)$$

Donde:

$IT_k$  : Ingreso tarifario total

Pago del peaje.-

La recaudación del peaje se realiza por parte de los generadores a través de un prorrateo de acuerdo al uso del sistema. En el marco de esta tesis, se aplican tres metodologías para determinar la participación de los generadores en el pago de este peaje. Estas son las siguientes:

GSDFG : Factores de Distribución de Cambios de la Generación,

GGDF : Factores de Distribución Generalizados de Generación,

FCA\_G: Factores de Distribución en Corriente Alterna para Generación.

GSDFG : Factores de Distribución de Cambios de la Generación.-

Estos factores relacionan un cambio incremental de flujo de potencia en una línea respecto a la variación incremental de inyección de potencia en un nudo. Se mantienen sólo mientras la generación total o carga total del sistema sea constante y sólo se producen cambios en la proporción de inyecciones en cada nudo del sistema [35].

Las ecuaciones que definen los factores GSDFG son:

$$\Delta P_{lk} = A_{lk,g} \Delta G_g \quad (4.8)$$

$$\Delta G_g + \Delta G_R = 0 \quad (4.9)$$

donde:

$\Delta G_g$  es la variación de generación en el generador  $g$  excluido el generador de referencia,

$\Delta P_{lk}$  es la variación de flujo de potencia activa en el tramo que une los nudos  $k$  y  $l$ , debida a la variación de generación  $\Delta G_g$ ,

$A_{lk,g}$  es una constante de proporcionalidad o factor GSDF para el tramo  $l-k$  asociado al generador  $g$ ,

$\Delta G_R$  es la variación de generación en el generador de referencia  $R$ .

Se debe cumplir que:

$$\sum_g G_g = \sum_i L_i = \text{constante} \quad (4.10)$$

donde  $g$  e  $i$  suman sobre todos los generadores y consumos respectivamente

Por el principio de superposición la variación de flujo por un tramo se puede expresar como:

$$\Delta P_{lk} = \sum_g A_{lk,g} \Delta G_g \quad (4.11)$$

Los factores  $A$  se obtienen de un flujo de potencia DC y usando reactancias se calculan como:

$$A_{lk,g} = \frac{X_{lg} - X_{kg}}{x_{lk}} \quad (4.12)$$

donde  $X_{lg}$  y  $X_{kg}$  corresponden a elementos de la matriz de reactancia (la inversa de la matriz de admitancia nodal eliminada la fila y columna correspondiente a la barra de referencia) y  $x_{lk}$  corresponde a la reactancia del tramo  $l-k$ .

Los factores GSDF se usan para calcular la participación que tiene un generador en una línea cualquiera del sistema de transmisión para una condición de operación topológica dada, de esta forma se puede usar la siguiente expresión:

$$Part_{lk,i}^{GSDF} = \frac{A_{lk,i} G_i}{\sum_g A_{lk,g} G_g} \quad (4.13)$$

Los valores de participación pueden ser positivos o negativos.

GGDF : Factores de Distribución Generalizados de Generación.-

Estos factores relacionan el flujo de potencia de un tramo  $i-k$  con la potencia inyectada en una barra generadora  $g$  del sistema. Se diferencian de los factores de distribución GSDF al suponer variaciones totales de flujo y no incrementales.

Se definen a partir de las siguientes expresiones:

$$P_{lk} = \sum_g D_{lk,g} G_g \quad (4.14)$$

Donde

$G_g$  es la generación total en el generador  $g$ ,

$P_{lk}$  es flujo total en el tramo que une los nudos  $k$  y  $l$ , debida a las generaciones,

$D_{lk,g}$  es el factor GGDF para el tramo  $l-k$  y asociado al generador  $g$ .

Estos factores son independientes de la elección de la barra de referencia, pero dependen de la configuración del sistema y de la condición de operación de éste.

Se pueden obtener los factores GGDF a través de los GSDF mediante la siguiente relación:

$$D_{lk,g} = A_{lk,g} + D_{lk,R} \quad (4.15)$$

$$D_{lk,R} = \frac{P_{lk} - \sum_{p \neq R} A_{lk,p} G_p}{\sum_q G_q} \quad (4.16)$$

Los factores GGDF, al igual que los factores GSDF, se usan para calcular la participación que tiene un generador en un tramo cualquiera del sistema de transmisión para una condición de operación topológica dada. Se tiene la siguiente expresión:

$$Part_{lk,i}^{GGDF} = \frac{D_{lk,i} G_i}{\sum_g D_{lk,g} G_g} \quad (4.17)$$

Estos factores también pueden ser positivos o negativos.

FCA G: Factores de Distribución en corriente alterna para generación.-

Este modelo se basa en las sensibilidades de los flujos de potencia a través de los tramos ante la variación de la generación. A partir de estas sensibilidades se determinan los factores de participación de los generadores en los tramos del sistema de transmisión.

Estos factores miden la participación real del generador en un tramo del sistema de transmisión del sistema.

El factor de participación se define como sigue:

$$Part_{ik}^{CA} = \frac{Ind_{ik} * P_k}{\sum_{j=1}^{NG} Ind_{ij} * P_j} \quad (4.18)$$

donde:

$Part_{ik}^{CA}$ : factor de Participación del generador  $k$  en el tramo  $i$ ,

$P_k$  : Potencia activa del generador  $k$ ,

$NG$  : Número de Generadores

$Ind_{ik}$  : Índice de participación del generador  $k$  en el tramo  $i$ .

El índice de participación es la variación incremental del flujo de potencia en los tramos cuando se hace una variación incremental en la generación.

Se define al índice de participación marginal de la inyección  $P_K$  en el tramo  $i$ , como:

$$Ind_{ik} = \frac{\Delta P_{ik}}{\Delta P_k} \quad (4.19)$$

Donde:

$\Delta P_{ik}$  : variación del flujo de potencia activa  $P$  en el tramo  $i$  debido a la variación de  $P_k$ .

$\Delta P_k$  : variación de la potencia activa del generador  $k$ .

En Anexo 3 se muestra el detalle de esta metodología.

#### **4.4 Explicación de la metodología completa incluyendo todas las etapas**

A partir de la descripción conceptual de cada una de las etapas, a continuación, se hace una descripción algorítmica de los pasos a seguir de la metodología propuesta. La figura 4.3, muestra un esquema de cómo están relacionados todos estos pasos.

##### **1.- *Planes de expansión de organismos de gobierno o expertos: centrales y sistema transmisión.***

Como información de entrada se tiene un conjunto de proyectos de expansión de centrales y sistemas de transmisión que se obtienen de organismos competentes, que pueden ser gubernamentales o expertos en el tema.

##### **2.- *Escenarios a simular: demanda, combustibles, restricciones de gas, etc.***

Los escenarios que se pueden simular son múltiples; algunos pueden ser dependientes de distintas demandas: alta, media, baja u otras. También puede haber escenarios que dependen del precio de los combustibles, etc.

##### **3.- *Codificación de proyectos***

En esta etapa se codifican los proyectos para hacer las simulaciones. Es decir, se hacen ingreso de los datos de los distintos proyectos al algoritmo computacional que se está usando

##### **4.- *Escenario a simular***



Se considera un escenario específico que se debe ingresar a la simulación del conjunto de escenarios definidos en el paso 2.

#### **5.- Metodología a usar**

Las metodologías de tarificación que se usan en este trabajo de tesis son: GSDFG: Factores de Distribución de Cambios de la Generación, GGDF: Factores de Distribución Generalizados de Generación, FCA\_G: Factores de Distribución en Corriente Alterna para Generación.

#### **6.- Optimización centrales: simulación con f. o.: inversión mas operación y obtención del mejor plan de central**

Bajo esta etapa se realiza la optimización de centrales candidatas usando un algoritmo adecuado para tal objetivo. Se obtienen las centrales seleccionadas, sus capacidades y sus costos. En este caso se usa una herramienta de optimización que facilita el lenguaje MATLAB.

#### **7.- Optimización de red de transmisión y obtención mejor plan de red**

En esta etapa, ya conocido el plan de expansión de las centrales, se busca cuál es la configuración del sistema de transmisión más adecuada desde el punto de vista de los costos de inversión de los tramos.

#### **8.- Programa de tarificación**

Aquí se utiliza la metodología de tarificación seleccionada, en que se busca el pago por concepto de peaje que le corresponde realizar a los generadores por el uso que ellos hacen del sistema de transmisión.

**9.- *Obtención plan incluyendo centrales, red y tarificación.***

Ya en esta parte se han realizado las tres etapas claves: optimización de centrales, optimización de red y tarificación de la misma. En esta etapa se sabe lo que debe pagar cada central por concepto de tarificación del sistema de transmisión.

**10.- *Incorporación del costo de tarificación a las centrales***

En esta etapa se incorpora el costo que tiene cada central por concepto de tarificación de la transmisión a sus costos unitarios de inversión.

**11.- *Convergencia a un punto de equilibrio***

En este punto la convergencia se detecta si iteraciones consecutivas dan resultados iguales.

**12.- *Obtención de un plan incluyendo centrales, red y tarificación para una metodología determinada.***

Aquí se obtiene un plan definitivo para una metodología de tarificación determinada.

**13.- *Cambio de metodología de tarificación.***

Para reiniciar el ciclo se selecciona la siguiente metodología de tarificación de la lista.

**14.- *Almacenamiento de los planes para las metodologías y escenarios***

En esta etapa se almacenan los resultados de los planes para las diferentes metodologías y escenarios.

**15.- *Cambio de escenario***

Se realiza un cambio de escenario y se reinicia un nuevo ciclo.

**16.- *Medida de acercamiento al óptimo***

En esta etapa se analizan los diferentes planes para ver su cercanía al óptimo original en que la tarificación no se incluye. Es necesario observar los generadores a los cuales les es conveniente una alternativa u otra. Se aplican criterios de valores esperados y de varianza.

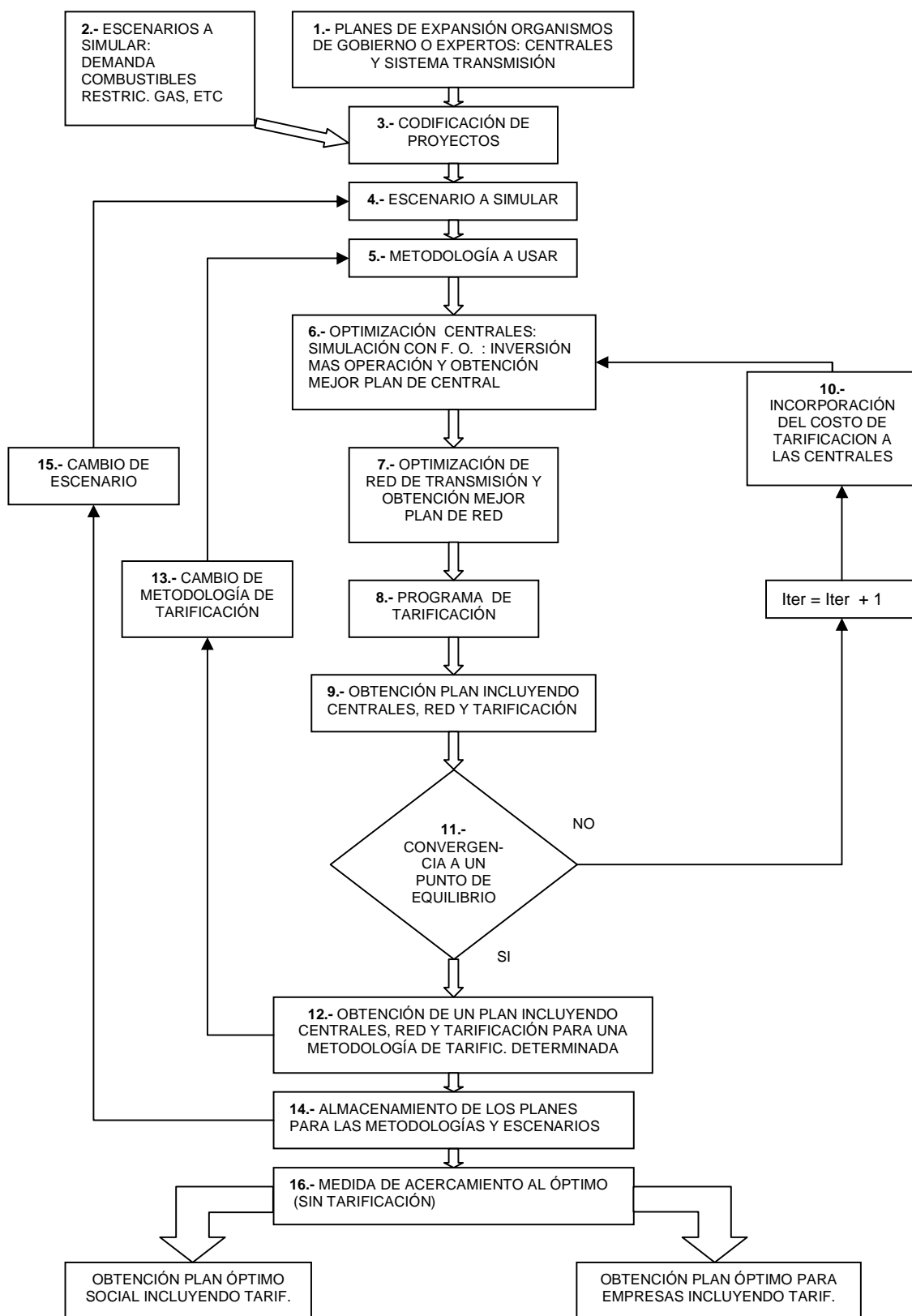


Figura 4.4 Esquema general de la metodología

## V. ESTUDIO DE APLICACIÓN Y VALIDACIÓN

### 5.1 *Introducción*

En el capítulo anterior se explicó un método general para incorporar los costos de la tarificación a los de inversión y operación de las centrales. En este capítulo, se presenta un caso que representa la aplicación de ese método propuesto. Se incluyen tres metodologías de tarificación y cinco escenarios de precios de combustibles. De esta forma se realiza una validación metodológica de la propuesta.

### 5.2 *Consideraciones generales*

Al hacer un análisis previo de las metodologías de tarificación se observa que las que consideran el concepto de contraflujo hacen que diverja el método general. Esto sucede porque los peajes debido a los contraflujos se incrementan en forma importante para cada generador. Esto conlleva a que sólo se consideren las metodologías que no incluyen ningún tipo de contraflujo en las líneas.

Se consideran tres niveles de carga alta, media y baja; las que se asumen con la misma probabilidad de ocurrencia, considerado así para el caso de que se necesite hacer alguna evaluación con una sola carga representativa que sea el promedio de ellas.

Se hace un análisis con variaciones positivas de precios de combustibles de los generadores considerando valores distintos para cada uno de ellos.

Las consideraciones recién mencionadas se aplican a cada metodología de tarificación. Las metodologías que se analizan son las siguientes:

- GSDF\_G Factores de distribución de desplazamientos de generación.
- GGDF\_G Factores generalizados de distribución de generación.
- FCA\_G Factores de distribución en corriente alterna para generación.

El sistema eléctrico a estudiar se muestra en la figura 5.1.

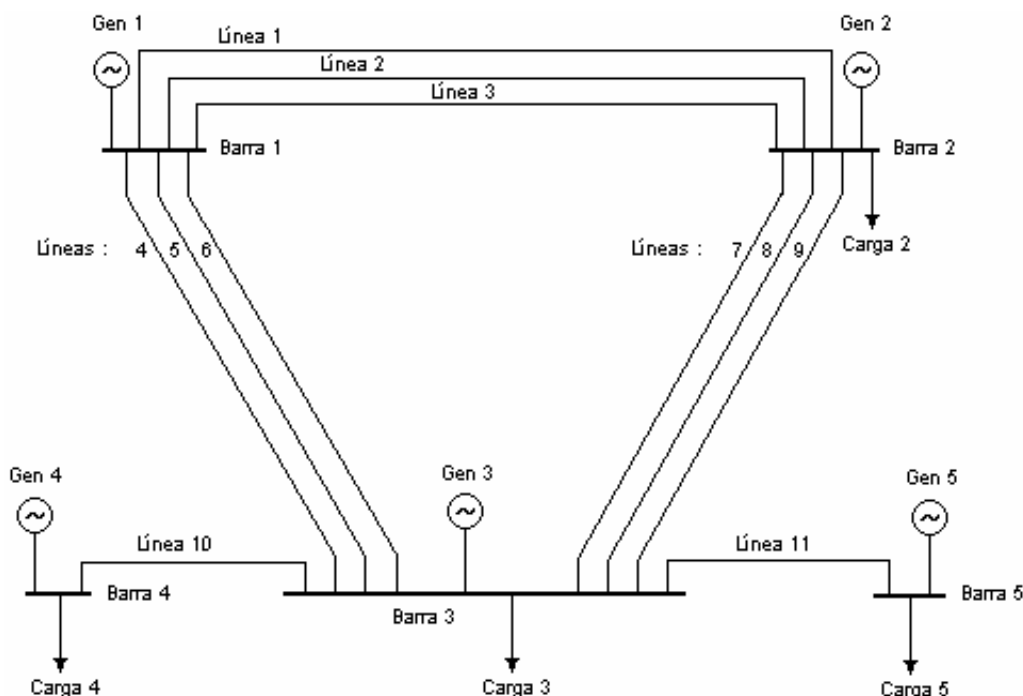


Figura 5.1 Sistema eléctrico de estudio

La figura 5.1 muestra un sistema de 5 barras con un generador en cada barra y con cargas en las barras 2, 3, 4 y 5. Entre las barras 1 y 2, 2 y 3, 1 y 3 existen tres tramos de líneas. En este sistema cada tramo tiene su capacidad máxima conocida. Cada tramo es numerado del 1 al 11. Cada generador puede existir en el plan de obras, dependiendo de la etapa de entrada producto del resultado del ejercicio de planificación. En función del plan de obras de generación resultante, algunos de los triples circuitos pueden convertirse en dobles o simples. No se considera que existan redes inconexas entre las barras ya señaladas.

Como se ha dicho, el sistema a estudiar tiene 27 posibilidades de topología de redes de las cuales no todas son posibles debido a la capacidad de cada tramo en la conducción de los flujos de potencia.

Se analizan 5 escenarios de alza de precios de combustibles mas el caso sin considerar el alza y 3 escenarios de evolución de la demanda considerando tarificación. Los escenarios de

alza de precios de combustibles se realizan de manera que se observe el efecto en forma separada en cada generador. Lo que se pretende observar es el efecto que tiene en cada generador una subida menor de precios de combustibles respecto al resto del parque generador.

Además se analizan los casos de planificación centralizada para esos mismos escenarios. Esto significa que se estudia el comportamiento del sistema para 72 casos. En cada caso interesa encontrar el costo total que se compone de costo de inversión más el costo de operación y más el costo de tarificación. Obviamente este último costo no existe cuando se analizan los casos que son referentes: los de la planificación centralizada. También se obtienen los costos mencionados para cada generador.

Tal como se mencionó, después de la etapa de planificación de centrales se hace la optimización de la expansión de las redes quedando la de menor costo para la generación dada respetando las restricciones de capacidad de los tramos. Posteriormente se continúa con la etapa de tarificación.

Al realizar la primera etapa, es decir, la planificación de las centrales, queda un parque generador tal que aparece un flujo de potencia por las líneas que, debido a sus capacidades de transmisión, quedan unas pocas configuraciones de todas las que podían ser:  $3^3=27$ . Algunas de ellas son:

- a) todos los tramos (tal como la figura 5.1),
- b) tramo 1 fuera,
- c) tramos 1 y 7 fuera,
- d) tramos 4 y 7 fuera,
- e) tramos 5 y 7 fuera,
- f) etc.

En Anexo 4 se muestran tablas de los costos de los generadores para los diferentes escenarios y metodologías. Como primera observación se menciona que los costos totales para

las metodologías de tarificación GGDF y FCA\_G son parecidos, con algunas diferencias que se explican posteriormente.

### 5.3 Análisis global de los escenarios y metodologías de tarificación

#### 5.3.1 Costos totales del parque de generador

Se hace a continuación un análisis de los costos totales del parque generador cuando la planificación es centralizada y posteriormente se analizan los casos cuando se incluye la tarificación.

En la Tabla 5.1 se muestran los costos totales de los diversos escenarios para el caso de una planificación centralizada.

Tabla 5.1 Costos totales sólo con planificación centralizada

<b>PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA</b>	<b>90% DDA</b>	<b>100% DDA</b>	<b>110% DDA</b>
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>
Sin variación de combustible	301.1998	334.6664	368.1331
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	311.8386	346.4873	381.1361
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	318.2832	353.6480	389.0128
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	316.0983	351.2203	386.3423
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	317.7035	353.0039	388.3043
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	318.0695	353.4105	388.7516
Valor esperado (promedio)	<b>313.8655</b>	<b>348.7394</b>	<b>383.6134</b>
Varianza	44.2867	54.6751	66.1566
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>358.1522</b>	<b>403.4145</b>	<b>449.7699</b>

Se observa que para los tres escenarios de demanda la de menor costo se produce cuando en el generador 1 sucede la menor alza en los precios de combustibles (por supuesto sin considerar el caso en que no hay variación de combustibles). De esta tabla se desprende también que el mayor costo se produce cuando es el generador 2 el que tiene la menor alza. Este caso es lógico pues este generador no participa en esta planificación centralizada y lo que sucede es que todos los generadores realmente participantes (1, 3, 4 y 5) tienen un alza igual de 10%. Entonces, el generador 5 es el que efectivamente produce los mayores costos para los tres



escenarios de demanda cuando en él se produce la menor alza de precios (5%) respecto al resto.

Al observar los valores esperados de todos los escenarios de variación de combustibles se percibe algo lógico: el menor costo total ocurre cuando el escenario de la demanda total es el de 90%. También, se incluye la varianza a través de la expresión 5.1.

$$\phi(\mu_a, \sigma_a) = \mu_a - \sigma_a \quad (5.1)$$

en que:

$\phi(\mu_a, \sigma_a)$ : función valor esperado-varianza,

$\mu_a$ : valor esperado,

$\sigma_a$ : varianza.

En la Tabla 5.2 se muestran los costos totales de los diversos escenarios para el caso en que se incluye la tarificación.

Tabla 5.2 Costos totales incluidas las metodologías de tarificación

Costos Totales en mill\$	GSFD			GGDF			FCA_G		
	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA
ESCENARIOS DE VAR DE COMB									
Sin variación de combustible	303.3829	336.8450	372.5549	313.1794	351.5004	384.9493	313.1931	351.5004	384.9302
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	314.0378	348.6822	383.3261	326.4580	362.4024	400.4735	326.4711	362.4019	400.4635
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	320.4683	355.8291	393.4462	331.6115	368.3979	403.8308	333.0689	368.3668	403.6757
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	318.2462	353.3635	390.7410	329.1586	365.4342	400.5145	330.2775	365.4240	400.4968
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	320.3550	355.6126	393.2179	332.2475	367.5597	402.8582	332.2797	367.5563	402.8340
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	320.2546	355.5916	393.1850	332.7123	368.0501	403.3904	332.7404	368.0485	403.3585
Valor esperado (promedio)	<b>316.1241</b>	<b>350.9873</b>	<b>387.7452</b>	<b>327.5612</b>	<b>363.8908</b>	<b>399.3266</b>	<b>328.0051</b>	<b>363.8830</b>	<b>399.2931</b>
Varianza	45.0056	55.4001	70.2583	55.1010	41.8388	51.6489	58.6499	41.7692	51.4769
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>361.1297</b>	<b>406.3874</b>	<b>458.0035</b>	<b>382.6622</b>	<b>405.7296</b>	<b>450.9754</b>	<b>386.6550</b>	<b>405.6522</b>	<b>450.7700</b>

Se observa que los *costos totales subieron* para todos los escenarios y metodologías a pesar de que con la metodología GSDF *subieron en menor grado* que con las otras dos.

Aunque los costos con las metodologías GGDF y FCA\_G son parecidos, existen pequeñas diferencias entre ellas. Para los escenarios con demanda de 90%, los costos mostrados por la metodología FCA\_G son levemente superiores a los mostrados por la metodología GGDF, (nunca son menores). Para los escenarios con demanda de 100%, los costos mostrados por la metodología FCA\_G son inferiores (excepto el caso en que no hay variación de combustible en que son iguales) a los mostrados por la metodología GGDF. Para los escenarios con demanda de 110%, los costos mostrados por la metodología FCA\_G son menores sin excepción. ***De esto se concluye que, a medida que un escenario presenta mayor demanda, los costos totales que incluyen tarificación con factores FCA\_G son menores que los que incluyen tarificación con factores GGDF.***

Respecto al *valor esperado*, éste sube para las tres metodologías y para los tres escenarios de demanda. Lo mencionado en el párrafo anterior, se puede observar también a través de los valores esperados (en este caso son iguales a los promedios, porque los escenarios de variación de combustibles son equiprobables).

La *varianza* es menor en el caso del uso de la metodología de tarificación GSDF cuando el escenario de demanda es de 90%. Sin embargo, cuando los escenarios de demanda son de 100% y de 110% sucede lo inverso. ***Por lo tanto, cuando los escenarios de demanda son mayores (100% y 110%), la varianza de las variaciones de combustibles es peor para la metodología de tarificación GSDF, comparada con las metodologías de tarificación GGDF y FCA\_G.***

A medida que aumenta la demanda en los escenarios, la varianza aumenta (es peor) para la tarificación GGDF respecto a la tarificación FCA\_G, y baja (es mejor) para escenarios de baja demanda.

Respecto a la *función valor esperado-varianza*, para el escenario de demanda baja (90%), el mejor valor (el más bajo) lo tienen los costos que incluyen tarificación GSDF, le siguen los costos con la tarificación GGDF y finalmente los que incluyen los de FCA\_G. Para los escenarios de demanda media (100%) y de demanda alta (110%), el mejor valor (el más

bajo) lo tienen los costos que incluyen tarificación FCA\_G. Entonces, *a medida que un escenario tiene mayor demanda, los costos que presentan mejor función valor esperado-varianza son los que incluyen la metodología de tarificación FCA\_G.*

### 5.3.2 Costos totales de inversión del parque generador

En la Tabla 5.3 se muestran los costos totales de inversión del parque generador en los diversos escenarios para el caso de planificación centralizada. Se observa que el mayor costo de inversión para los tres escenarios de demanda se produce cuando es el generador 1 el que tiene la menor alza en los precios de combustibles. El mayor valor esperado y la mayor varianza (es decir, la peor función valor esperado-varianza) se presenta cuando el escenario de demanda es de 110%. De manera inversa, el menor costo de inversión para los tres escenarios de demanda se produce cuando el generador 3 tiene la menor alza en los precios de combustibles, *menor incluso que el caso cuando no hay ninguna variación de combustible* en los generadores.

Tabla 5.3 Costos totales de inversión sólo con planificación centralizada

PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA	90% DDA	100% DDA	110% DDA
ESCENARIOS DE VAR DE COMB	mills\$	mills\$	mills\$
Sin variación de combustible	114.8100	127.5665	140.3232
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	120.3454	133.7172	147.0889
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	117.5701	130.6336	143.6969
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	113.2255	125.8062	138.3868
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	116.3769	129.3077	142.2385
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	117.1095	130.1218	143.1339
Valor esperado (promedio)	<b>116.5729</b>	<b>129.5255</b>	<b>142.4780</b>
Varianza	5.9731	7.3744	8.9230
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>122.5460</b>	<b>136.8999</b>	<b>151.4010</b>

Comparando la tabla 5.3 con la tabla 5.4 se observa *que todos los costos de inversión suben cuando se incluye la tarificación.* En la tabla 5.4 se ve que cuando se usa la metodología GSDF, para todos los escenarios de variación de combustibles y de demanda, se producen los *menores costos de inversión* comparados con las metodologías GGDF y FCA\_G.

Se observa también que la función valor esperado-varianza es mejor (bajos valores) cuando se incluye la metodología GSDF.

Comparando los costos de inversión obtenidos con las metodologías GGDF y FCA\_G, para todos los escenarios de variación de precios de combustibles y para los escenarios de 100% de demanda y 110% de demanda los costos de *inversión son un poco mayores* en el caso del uso de la metodología de tarificación FCA\_G.

Tabla 5.4 Costos totales de inversión incluidas las metodologías de tarificación

Costos Totales en mill\$	GSFD			GGDF			FCA_G		
	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA
ESCENARIOS DE VAR DE COMB									
Sin variación de combustible	116.9751	129.7176	144.8466	119.3522	133.9501	146.4946	119.1669	134.0231	146.8697
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	122.6341	136.0055	149.3503	126.4411	140.1144	155.3426	126.2549	140.1773	155.4891
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	119.7346	132.7842	148.2203	121.9046	135.8122	148.6035	122.8912	135.8871	148.9553
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	115.3738	127.9400	142.7601	117.2454	130.8844	143.3100	118.4211	131.0797	143.6042
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	119.5099	132.3902	147.7646	122.1301	134.9436	147.6564	121.9490	134.9946	147.9482
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	119.2740	132.2724	147.6573	122.5993	135.2672	147.9768	122.2929	135.3289	148.4201
Valor esperado (promedio)	<b>118.9169</b>	<b>131.8517</b>	<b>146.7665</b>	<b>121.6121</b>	<b>135.1620</b>	<b>148.2307</b>	<b>121.8293</b>	<b>135.2485</b>	<b>148.5478</b>
Varianza	6.2579	7.6893	6.0633	9.7646	8.9549	15.6679	7.9294	8.7305	15.1957
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>125.1748</b>	<b>139.5409</b>	<b>152.8298</b>	<b>131.3767</b>	<b>144.1169</b>	<b>163.8986</b>	<b>129.7587</b>	<b>143.9789</b>	<b>163.7435</b>

### 5.3.3 Costos totales de operación del parque generador

En la Tabla 5.5 se muestran los costos totales de operación del parque generador de los diversos escenarios para el caso de planificación centralizada. Se observa que el mayor costo en operación para los tres escenarios de demanda se produce cuando el generador 3 tiene la menor alza en los precios de combustibles. El mayor valor esperado y la mayor varianza (es decir, la peor función valor esperado-varianza) se presenta cuando el escenario de demanda es de 110%. De manera inversa, el menor costo de operación para los tres escenarios de demanda se produce cuando el generador 1 tiene la menor alza en los precios de combustibles, sólo es superado en el mínimo por el escenario sin variación de combustible.

Tabla 5.5 Costos totales de operación sólo con planificación centralizada

PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA	90% DDA	100% DDA	110% DDA
ESCENARIOS DE VAR DE COMB	mills\$	mills\$	mills\$
Sin variación de combustible	186.3900	207.1000	227.8099
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	191.4931	212.7701	234.0471
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	200.7130	223.0145	245.3159
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	202.8727	225.4142	247.9556
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	201.3266	223.6963	246.0659
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	200.9599	223.2888	245.6176
Valor esperado (promedio)	<b>197.2926</b>	<b>219.2140</b>	<b>241.1353</b>
Varianza	45.0120	55.5708	67.2409
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>242.3045</b>	<b>274.7848</b>	<b>308.3763</b>

Comparando la tabla 5.5 con la tabla 5.6 se observa *que los costos de operación bajan cuando se incluye la tarificación GSDF y suben cuando se incluye las tarificación GGDF y FCA\_G*. En la tabla 5.6 se ve que cuando se usa la metodología GSDF, para todos los escenarios de variación de combustibles y de demanda, se producen los *menores costos de operación* comparados con las metodologías GGDF y FCA\_G. Se observa también que la función valor esperado-varianza es mejor (bajos valores) cuando se incluye la metodología GSDF.

Tabla 5.6 Costos totales de operación incluidas las metodologías de tarificación

Costos Totales en mill\$	GSFD			GGDF			FCA_G		
	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA
ESCENARIOS DE VAR DE COMB									
Sin variación de combustible	185.3286	206.0490	225.5446	187.8565	209.1663	230.0829	188.0551	209.0932	229.6886
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	190.3217	211.5950	232.8945	192.7239	215.0030	235.4821	192.9237	214.9398	235.3266
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	199.6553	221.9670	243.0622	203.2847	225.2969	247.9422	202.8793	225.1930	247.4442
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	201.8100	224.3623	245.8200	204.8519	227.4708	250.1486	204.7951	227.2660	249.8374
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	199.7668	222.1444	243.2896	202.8263	225.3347	247.9286	203.0396	225.2804	247.6121
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	199.9022	222.2413	243.3639	202.8227	225.5028	248.1431	203.1574	225.4396	247.6670
Valor esperado (promedio)	<b>196.1308</b>	<b>218.0598</b>	<b>238.9958</b>	<b>199.0610</b>	<b>221.2958</b>	<b>243.2879</b>	<b>199.1417</b>	<b>221.2020</b>	<b>242.9293</b>
Varianza	44.5105	55.0419	63.7566	49.0803	54.9750	69.8287	47.7653	54.6258	69.1196
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>240.6413</b>	<b>273.1017</b>	<b>302.7524</b>	<b>248.1413</b>	<b>276.2708</b>	<b>313.1166</b>	<b>246.9070</b>	<b>275.8278</b>	<b>312.0489</b>

### 5.3.4 Costos totales por concepto de tarificación del parque generador

En el caso de planificación centralizada no existen los costos por concepto de tarificación del parque generador.

Tabla 5.7 Costos totales por concepto de tarificación del parque generador

Costos Totales en mill\$	GSFD			GGDF			FCA_G		
	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA
Sin variación de combustible	1.0792	1.0785	2.1637	5.9707	8.3841	8.3720	5.9711	8.3841	8.3718
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	1.0820	1.0817	1.0815	7.2929	7.2849	9.6489	7.2924	7.2848	9.6479
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	1.0784	1.0780	2.1637	6.4221	7.2887	7.2852	7.2985	7.2868	7.2763
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	1.0623	1.0613	2.1611	7.0613	7.0789	7.0560	7.0612	7.0783	7.0552
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	1.0784	1.0780	2.1637	7.2909	7.2814	7.2731	7.2909	7.2813	7.2736
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	1.0784	1.0780	2.1637	7.2903	7.2801	7.2705	7.2902	7.2800	7.2714
Valor esperado (promedio)	<b>1.0765</b>	<b>1.0759</b>	<b>1.9829</b>	<b>6.8880</b>	<b>7.4330</b>	<b>7.8176</b>	<b>7.0341</b>	<b>7.4326</b>	<b>7.8160</b>
Varianza	0.0000	0.0001	0.1950	0.3153	0.2238	1.0241	0.2798	0.2240	1.0251
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>1.0765</b>	<b>1.0760</b>	<b>2.1779</b>	<b>7.2034</b>	<b>7.6568</b>	<b>8.8417</b>	<b>7.3138</b>	<b>7.6566</b>	<b>8.8412</b>

En este caso, observando la tabla 5.7, se pueden obtener tendencias de comportamiento de los costos por concepto de tarificación, haciendo uso de los valores esperado y la función valor esperado-varianza.

*El valor esperado de los costos para los tres escenarios de demanda es menor cuando se usa la tarificación GSDF.* Respecto a las otras 2 metodologías, para escenario de demanda baja el valor esperado los costos es menor para la tarificación GGDF, para los escenarios de demanda media y alta el valor esperado de los costos es menor para la tarificación FCA\_G.

*La función valor esperado-varianza es mejor (menor) cuando se usa la tarificación GSDF para los tres escenarios de demanda.* Al comparar las metodologías de tarificación GGDF y FCA\_G la función valor esperado-varianza es mejor (menor) para GGDF si el escenario de demanda es 90%, en cambio para los escenarios de demanda de 100% y 110% es levemente mejor la metodología FCA\_G.

#### 5.4 Análisis detallado de los escenarios y metodologías de tarificación

##### 5.4.1 Costos totales de inversión de los generadores

Los comentarios siguientes se realizan observando las Fig. A2.1, Fig. A2.2, Fig. A2.3, Fig. A2.4, Fig. A2.5, Fig. A2.6, Fig. A2.7, Fig. A2.8, Fig. A2.9, Fig. A2.10, que están en el Anexo 2.

El generador G1, que tiene como promedio el doble de capacidad del que lo sigue, G3, aumenta su valor esperado de los costos de inversión para la tarificación GSDF y disminuye para las tarificaciones GGDF y FCA\_G respecto al caso sin tarificación. En cambio, a G3, le sucede lo contrario.

La tarificación en que se logra menor valor esperado de inversión para los tres niveles de demanda es la GSDF en el caso de G4 y G5.

Para dda baja y media la que presenta mejor función valor esperado-varianza es la tarificación GSDF en G4 y G5.

#### **5.4.2 Costos totales de operación de los generadores**

Los comentarios siguientes se realizan observando las Fig. A2.11, Fig. A2.12, Fig. A2.13, Fig. A2.14, Fig. A2.15, Fig. A2.16, Fig. A2.17, Fig. A2.18, Fig. A2.19, Fig. A2.20, que están en el Anexo 2.

El generador G1, que tiene como promedio el doble de capacidad del que lo sigue, G3, aumenta su valor esperado de los costos de operación para la tarificación GSDF y disminuye para las tarificaciones GGDF y FCA\_G respecto al caso sin tarificación. En cambio, a G3, le sucede lo contrario.

Se observa que para dda baja, media y alta el valor esperado de operación disminuye para las tres tarificaciones, en el G4 y aumenta para G5.

#### **5.4.3 Costos totales de tarificación de los generadores**

Los comentarios siguientes se realizan observando las Fig. A2.21, Fig. A2.22, Fig. A2.23, Fig. A2.24, Fig. A2.25, Fig. A2.26, Fig. A2.27, Fig. A2.28, Fig. A2.29, Fig. A2.30, que están en el Anexo 2.

Para G4 y G5 que tienen las capacidades mas bajas:

a) La tarificación en que se logra menor valor esperado de operación para los tres niveles de demanda es la GSDF, y también es la que presenta mejor función valor esperado-varianza.

b) Para baja demanda la tarificación obtenida con FCA\_G entrega un valor esperado de los costos por tarificación menor que con GGDF. Lo mismo es válido para la función valor esperado-varianza.

c) Para media y alta demanda la tarificación obtenida con GGDF entrega un valor esperado de los costos por tarificación menor que con FCA\_G. Lo mismo es válido para la función valor esperado-varianza.

Para demanda media y alta se logran valores esperados de costos por tarificación más bajos con FCA en el caso de G1 y en el caso de G3 los más bajos son con GGDF.

Para demanda baja los valores esperados de costos por tarificación son más bajos con GGDF en G1 y mas bajos con FCA\_G en el caso de G3.

#### **5.4.4 Costos totales de los generadores**

Ahora, se hace un análisis de los costos totales de cada generador para los escenarios y metodologías considerando los valores esperados, varianza y función valor esperado-varianza.

La tabla 5.8 muestra los valores esperados de los costos totales y de las capacidades de cada generador del sistema que se analiza para el caso de todos los escenarios. Cada valor esperado tiene incluido todos los escenarios de alza de precios de combustible y de demanda. Al observar esta tabla se puede decir lo siguiente: *cuando se incluye la tarificación GSDF, el generador de mayor capacidad esperada en la planificación centralizada, sube sus costos esperados, en cambio, cuando se incluye la tarificación GGDF y FCA\_G sucede lo contrario.*



En los otros generadores, *cuando se usa la tarificación GSDF hay una tendencia a bajar los costos esperados* respecto al caso de planificación centralizada. Con las otras tarificaciones (GGDF y FCA\_G) la tendencia es a *subir los costos*.

Tabla 5.8 Valores esperados de los costos totales y de las capacidades de cada generador

GEN	Planificación Centralizada		Tarificación GSDF		Tarificación GGDF		Tarificación FCA_G	
	Capac. MW	Costos mill\$	Capac. MW	Costos mill\$	Capac. MW	Costos mill\$	Capac. MW	Costos mill\$
G1	553.2330	247.67978	578.4913	256.6893	517.8168	244.3071	518.8183	244.7310
G2	0.0	0.0	0.0	0.0	4.8514	1.8947	4.0320	1.5773
G3	244.2586	71.5971	224.2939	65.3777	276.4233	86.4891	277.5938	86.6874
G4	107.6923	20.1054	100.9810	19.3561	104.5318	20.4785	103.4523	20.2413
G5	94.8160	9.3572	96.2337	10.1958	96.3768	10.5015	96.1037	10.4902

Al observar la Tabla 5.9 la función valor esperado-varianza que tiene mejor resultado (menor valor), es la que incluye la tarificación GGDF, para el caso del generador 1, que es el de mayor capacidad.

Tabla 5.9 Valores de la función valor esperado-varianza de los costos totales y de la capacidades de cada generador

GEN	Planificación Centralizada		Tarificación GSDF		Tarificación GGDF		Tarificación FCA_G	
	Capac. MW	Val-esp mills	Capac. MW	Val-esp mills	Capac. MW	Val-esp mills	Capac. MW	Val-esp mills
G1	553.2330	1000.36669	578.4913	1106.5791	517.8168	1009.7290	518.8183	1084.8814
G2	0.0	0.0	0.0	0.0	4.8514	26.6713	4.0320	16.3199
G3	244.2586	507.8489	224.2939	425.7803	276.4233	585.5377	277.5938	555.6311
G4	107.6923	66.4438	100.9810	39.2764	104.5318	38.1517	103.4523	39.1771
G5	94.8160	11.1558	96.2337	12.0598	96.3768	12.0410	96.1037	11.9642

Se observa que a cada generador le conviene una metodología determinada, dependiendo de la medida que se tenga: *valor esperado* o *función valor esperado-varianza*. De acuerdo a lo recién dicho, se tiene el siguiente ranking para los generadores:

Tabla 5.10 Ranking de los valores esperados de los costos totales por generador

GENERADOR	MENOR COSTO	→	MAYOR COSTO
G1	GGDF	FCA_G	GSDf
G2	FCA_G		GGDF
G3	GSDf	GGDF	FCA_G
G4	GSDf	FCA_G	GGDF
G5	GSDf	FCA_G	GGDF

Los generadores van a hacer lo posible de imponer su metodología en el caso que la autoridad decida incluir la tarificación para realizar un plan de obras completo.

Sea la siguiente función:

$$F_i = \sum_j^{nG} B_{ij} P_{ij} L_j \quad (5.2)$$

En que:

$F_i$  : función que mide las preferencias e influencias o “lobby”,

$B_{ij}$  : beneficio del generador  $j$  en la tarificación  $i$ ,

$P_{ij}$  : peso del generador  $j$  en la tarificación  $i$ , puede ser 1, 2 o 3,

$L_j$  : razón que mide la influencia del generador  $j$  en el planificador central.

El beneficio  $B_{ij}$  esta dado por la siguiente expresión:

$$B_{ij} = 1 - \frac{C_{ij}}{\sum_k^{nG} C_{ik}} \quad (5.3)$$

en que:

$C_{ij}$  : costo del generador  $j$  en la tarificación  $i$ ,

$nG$  : número de generador.

El peso del generador  $j$  en la tarificación  $i$  esta directamente relacionado con la tabla 5.10. El menor valor esperado de los costos para cada generador que se obtenga con una metodología determinada de tarificación se pondera con el número 3, el valor que le sigue con 2 y el mayor valor: 1.

El factor de influencia o lobby  $L_{ij}$  se considera proporcional a la capacidad del generador y se define como:

$$L_{ij} = \frac{Cap_{ij}}{nG \sum_k Cap_{ik}} \quad (5.4)$$

El generador  $j$  se va a inclinar fuertemente a que se utilice la tarificación que más le favorece.

Tabla 5.11 Función preferencias e influencia

TARIFICACIÓN	Fi
GSDF	0.5276
GGDF	0.9176
FCA_G	0.7459

De la Tabla 5.11 se desprende que el planificador debería elegir la metodología GGDF para incorporarla en la planificación completa.

## VI. CONCLUSIONES

Tal como se ha planteado, la metodología propuesta en esta tesis busca reflejar la dinámica que se observa en un mercado eléctrico real. Las empresas generadoras toman sus decisiones de inversión considerando escenarios futuros de desarrollo del sistema, precios de venta de la energía, costos de producción de la energía, costos de inversión y, particularmente, costos asociados al uso del sistema de transmisión. En este trabajo se muestra que estos últimos costos, asociados al pago de los sistemas de transmisión, impactan en las decisiones de desarrollo de los sistemas de generación.

Debido a que los costos por tarificación son mucho menores que los costos totales de los generadores (costos de inversión, costos de operación), se puede pensar que una planificación centralizada que no incluye los costos mencionados (tarificación), representa bien a un plan de obras que presenta un organismo de gobierno o expertos. Pero, a través del presente trabajo, se muestra que existe una influencia importante al incluir la tarificación en un plan de obras completo. También se muestra que el sistema de transmisión propuesto inicialmente también se ve afectado, ya que los generadores han cambiado su capacidad.

En primer lugar, a pesar de que los generadores mantienen su presencia y su orden de precedencia, se modifican sus capacidades instaladas, así como sus costos totales. Incluso, bajo algunos pocos escenarios y en algunas tarificaciones, aparecen centrales que no participan en el caso de una planificación centralizada.

Se observa que los costos totales suben para todos los escenarios y metodologías a pesar de que con la metodología GSDF suben en menor grado que en las metodologías GGDF y FCA\_G.

Aunque los costos con las metodologías GGDF y FCA\_G son parecidos, existen pequeñas diferencias entre ellas. A medida que un escenario presenta mayor demanda, los costos totales que incluyen tarificación con factores FCA\_G son un poco menores que los que incluyen tarificación con factores GGDF.

Cuando los escenarios de demanda son mayores (100% y 110%), la varianza de las variaciones de combustibles es peor para la metodología de tarificación GSDF, comparada con las metodologías de tarificación GGDF y FCA\_G. Se verifica también que a medida que un escenario tiene mayor demanda, los costos que presentan mejor función valor esperado-varianza son los que incluyen la metodología de tarificación FCA\_G.

Al tomar en cuenta la capacidad de los generadores se puede observar que al incluir la tarificación GSDF, el generador de mayor capacidad esperada en la planificación centralizada, sube sus costos esperados, en cambio, cuando se incluye la tarificación GGDF y FCA\_G sucede lo contrario.

El sistema de transmisión también presenta algunos cambios. Estas modificaciones se presentan en su topología respecto al propuesto por el planificador centralizado en determinados escenarios y metodologías de tarificación. (Tabla A2.31, Tabla A2.32, Tabla A2.33, Tabla A2.34)

El sistema de transmisión también presenta algunos cambios. Estas modificaciones se presentan en su topología respecto al propuesto por el planificador centralizado en determinados escenarios y metodologías de tarificación. En los costos también se observan diferencias. Para demandas altas los costos de la inversión en líneas bajan cuando se incluye el pago con tarificación GGDF o con FCA\_G comparados con el caso de planificación centralizada.

El modelo propuesto se mostró a través de un ejemplo de 5 barras, lo que permite proyectar su aplicación a un sistema interconectado real como el SING o SIC, con algunos cambios. Por ejemplo, para la etapa de expansión de sistemas de transmisión se puede aplicar una metodología con algoritmos genéticos indicada en el trabajo de Edson Luiz da Silva [32]. También se podrían incluir otros escenarios, por ejemplo, hidrología, dependencia financiera, impactos ambientales (como emisiones de gases por ejemplo) como se indica en el trabajo de Pedro Linares y Carlos Romero [39]. Respecto a la función que mide las preferencias e influencias o “lobby”, la teoría de juegos sería adecuada predecir el comportamiento del

planificador (CNE) ante la presión de los generadores para imponer la metodología que mas le favorece. Bajo este enfoque, los generadores se transforman en grupos de interés. Estos grupos de interés se definen como: un conjunto de individuos con una característica común, que actúan colectivamente para incidir sobre las decisiones gubernamentales y lograr sus objetivos. En la bibliografía se puede encontrar el rol de teoría de juegos en la modelación de los grupos de presión, [40]. Becker presenta un modelo donde la interacción entre grupos de presión, que quieren influenciar las decisiones gubernamentales sobre fijación de impuestos y subsidios [41]. Se presenta como un juego no cooperativo con una solución dada por un equilibrio de Nash. Este equilibrio muestra las condiciones de maximización de la utilidad de cada grupo con relación al gasto en presión, considerando el gasto de otro grupo como dado.

## REFERENCIAS

- [1] Pérez Arriaga J. I., Rivier Abbad M., *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*, Ed. Mc. Graw Hill, capítulo I, pp. 1-68, 2002.
- [2] Montero J. P., Valdés S. *Notas para una Regulación Eficiente de la Transmisión Eléctrica*, Cuadernos de Economía, Vol. 41, pp. 255-283, Agosto 2004.
- [3] Sinning S. A., *Evaluación Comparada de Metodologías de Análisis de Decisiones Ante Incertidumbres en la Expansión de los Sistemas Eléctricos*, memoria (Título Ingeniero Civil de Industrias con mención en Electricidad), Santiago, Chile, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, 1999.
- [4] Blanlot, Vivianne, *La Regulación del Sector Eléctrico: La Experiencia Chilena*, en Oscar Muñoz (ed.): *Después de la Privatizaciones, Hacia el Estado Regulador*, Santiago, CIEPLAN, 1993.
- [5] Rudnick H., *The Electricity Market Restructuring in Southamerica- Successes and Failures on Market Design*, Plenary Session, Harvard Electricity Policy Group, San Diego, California, Enero 29-30, 1998.
- [6] Apuntes de Curso Seminario de SEP EMM 733 de Magíster del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile.
- [7] Fahrenkrog T., *Tarifificación de Sistemas de Transmisión Eléctrica*, memoria (Título de Magíster en Economía Aplicada e Ingeniería Civil Electricista), Santiago, Chile, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Julio 2004.
- [8] Rudnick H., Palma R. y Fernández J. *Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(2):1125-1132, Mayo 1995.
- [9] Green R. *Electricity transmission pricing: an international comparison*. *Utilities Policy*, 6(3):177-184, 1997.
- [10] Priddle R. *Competition in electricity markets*. *International Energy Agency*, 2001.
- [11] Palma R. *Modelo Orientado al Objeto para la Planificación de la Expansión de Sistemas de Transmisión en Ambientes Competitivos*. PhD thesis, Universidad de Dortmund, Noviembre 1999.
- [12] Marangon J.W. Lima. *Allocation of transmission fixed charges: An economic interpretation*. *IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conference*, Junio 1995.

- [13] Palma R., T. Fahrenkrog, R. Cuadros *Análisis de la Reglamentación Vigente Aplicable al Cálculo de Peajes*, Proyecto de Cooperación DIE/CDEC-SING, Noviembre 2002
- [14] Pereira da Silva J., Saraiva J.T. y Ponce de Leão M.T. *Evaluation of the marginal based remuneration-a case study using the portuguese transmission network*. 2001 *IEEE Porto Power Tech Conderence*, Septiembre 2001.
- [15] Arellano M. S., Serra P., *Principios para Tarificar la Transmisión Eléctrica*, Cuadernos de economía, Santiago, pp. 231-253, Agosto 2004.
- [16] Hirst E., Kirby B , *Transmission Planning for a Restructuring U. S. Electricity Industry*, Edison Electric Institute Washington D.C., June 2001.
- [17] Rajat K. Debs, Pushkar Wage, Rafael Macatangay, *Generation and Transmisión Investments in Restructured Electricity Markets*, *The Environmental Monitor*, Winter, pp 8-13, 2002.
- [18] G. Latorre, R. Cruz, J. Areiza, A. Villegas *Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning*, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, pp. 938-946, Mayo 2003.
- [19] Cuadros R., Palma R., *Modelo Integrado de Tarifificación y Expansión de las Redes de transmisión de energía*, memoria (Título de Ingeniero Civil Electricista), Santiago, Chile, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, 2004.
- [20] Y. Kim, B. *An Multicriteria Generation – Expansion Planning with Goblal Environmental Considerations*, *IEEE Transactions on Engineering Management*, Vol. 40, No. 2, pp. 154-161, May 1993.
- [21] Li Wenyuan, R. Billinton *A Minimum Cost Assessment Method for Composite Generation and Transmission System Expansion Planning*, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 2, pp. 628-634, May 1993.
- [22] Bilbao J. M., Fernández F. R., *Avances en Teoría de Juegos con Aplicaciones Económicas y Sociales* , Universidad de Sevilla, 1998.
- [23] Ministerio de Minería, **Decreto con Fuerza de Ley D.F.L. No. 1**, Septiembre de 1982.
- [24] Ricardo Paredes M., Capítulo 5: *Regulación Económica en Chile: La Opción por un Enfoque No Estructural*, del libro *La Transformación Económica de Chile*, editores Felipe Larraín B. y Rodrigo Vergara M., pp. 155-199, 2000.
- [25] Comisión Nacional de Energía *Informe Técnico Definitivo, Fijación de Precios de Nudo* Sistema Interconectado Central, Octubre 2006.



- [26] F. Coloma, S. Valdés *Tarificación Eléctrica en Presencia de Economías de Escala: El Gasoducto y el Despacho de las Centrales a Gas*, Documento de Trabajo N° 179 P.U.C Chile, Agosto 1995.
- [27] Eaton, B.C. y Lipsey, R, *The Theory of Market Preemption: The Persistence of Excess Capacity and Monopoly in Growing Spatial Markets* *Econometrica* 47, pags. 149-158, 1979.
- [28] Fontaine, E. y S. Valdés, *Libre Competencia y Autorización a Concesionarios Locales para Operar en Larga Distancia*, Documento de Trabajo N° 127, Instituto de Economía U. Católica, Septiembre 1990.
- [29] Comisión Nacional de Energía *Informe Técnico Preliminar*, Marzo 2006.
- [30] *Observaciones al Informe Técnico Preliminar* de la CNE, 30 de Marzo de 2006.
- [31] Monticelli, A. *Flujo de carga em redes de energia eléctrica*, SP. Brasil, Editora Edgard Blucher Ltda. 164p, 1983.
- [32] E. da Silva, H. Gil, J. Areiza *Transmission Network Expansion Planning Under an Improved Genetic Algorithm* *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 3, pp. 1168-1175, Agosto 2000.
- [33] Rojas R. *Bolsa de Energía en el SING – Simulación Vía Teoría de Juegos*, memoria (Grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería), Santiago, Chile, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, 2001.
- [34] Cortes M., *Expansión de Redes de Transporte de Energía Eléctrica a Través de un Algoritmo Híbrido de Simulated Annealing*, memoria (Grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería), Santiago, Chile, Universidad de Chile, Escuela de Ingeniería, Septiembre 2005.
- [35] Wai, Y. N. *"Generalized Generation Distribution Factors for Power System Security Evaluations"*, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. PAS-100, No. 3, pp. 1001-1005, March 1981.
- [36] Apuntes de Curso de Mercados Eléctricos Competitivos EM-735 del profesor Rodrigo Palma del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile.
- [37] Javier de Quinto, *La planificación de la red de transporte eléctrico en un entorno competitivo*, Economía Industrial, ISSN 0422-2784, N° 364, (Ejemplar dedicado a: Ajustes regulatorios en el sector eléctrico español) , pp. 103-111, 2007.
- [38] Panel de Expertos, Dictamen N° 3-2007, Discrepancia: "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Período 2007-2008" del 16 de Agosto de 2007.

- [39] P. Linares, C. Romero, *Una planificación indicativa multicriterio para el sector eléctrico español*, 6ta Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Lisboa, Portugal, Julio 1999.
- [40] F. Arias, *Metodología para determinar los pagos de la interacción entre una entidad de control ambiental y un grupo de interés*.
- [41] G. Becker, *A Theory of Competition Among Pressure Groups for Political Influence*, The Quarterly Journal of Economics, Vol. 98, No. 3, pp. 371-400, Aug., 1983

## ANEXO 1

### TABLAS DE COSTOS DE GENERADORES

Tabla A1.1 Costos de inversión del generador 1 con planificación centralizada

PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA	90% DDA	100% DDA	110% DDA
ESCENARIOS DE VAR DE COMB	mills\$	mills\$	mills\$
Sin variación de combustible	77.8672	86.5191	95.1710
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	91.2959	101.4399	111.5839
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	83.3764	92.6405	101.9045
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	68.9147	76.5719	84.2290
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	83.3764	92.6405	101.9045
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	83.3764	92.6405	101.9045
Valor esperado (promedio)	<b>81.3678</b>	<b>90.4087</b>	<b>99.4496</b>
Varianza	55.6009	68.6432	83.0588
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>136.9687</b>	<b>159.0520</b>	<b>182.5084</b>

Tabla A1.2 Costos de inversión del generador 1 con tarifaciones incluidas

Costos Totales en mill\$	GSFD			GGDF			FCA_G		
	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA
Sin variación de combustible	80.9661	89.5798	101.9045	77.8356	86.3768	94.6126	77.2545	86.3400	95.3044
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	94.7392	104.8832	114.9507	93.3716	102.0752	114.5478	92.7613	102.0389	114.8437
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	86.4754	95.7012	108.6380	82.3949	88.8086	95.6153	79.3146	89.5586	99.7487
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	72.0136	79.6325	90.5417	67.1923	75.1711	82.4040	67.6431	75.5193	83.0881
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	86.4754	95.7012	108.6380	82.8186	91.6590	100.4552	82.2380	91.6245	101.1667
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	86.4754	95.7012	108.6380	83.4838	91.9861	100.3758	82.5578	91.9460	101.4897
Valor esperado (promedio)	<b>84.5242</b>	<b>93.5332</b>	<b>105.5518</b>	<b>81.1828</b>	<b>89.3461</b>	<b>98.0018</b>	<b>80.2949</b>	<b>89.5046</b>	<b>99.2736</b>
Varianza	56.9886	70.3564	71.1038	72.9889	76.8771	109.1797	66.9161	74.6339	105.7747
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>141.5128</b>	<b>163.8896</b>	<b>176.6556</b>	<b>154.1717</b>	<b>166.2232</b>	<b>207.1815</b>	<b>147.2110</b>	<b>164.1384</b>	<b>205.0483</b>

Tabla A1.3 Costos de inversión del generador 2 con planificación centralizada

PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA	90% DDA	100% DDA	110% DDA
ESCENARIOS DE VAR DE COMB	mills\$	mills\$	mills\$
Sin variación de combustible	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Valor esperado (promedio)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>
Varianza	0.0000	0.0000	0.0000
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>

Tabla A1.4 Costos de inversión del generador 2 con tarifas incluidas

Costos Totales en mill\$	GSFD			GGDF			FCA_G		
	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA
ESCENARIOS DE VAR DE COMB									
Sin variación de combustible	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	1.5586	4.4593	6.7482	4.9619	3.4344	2.2606
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Valor esperado (promedio)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.2598</b>	<b>0.7432</b>	<b>1.1247</b>	<b>0.8270</b>	<b>0.5724</b>	<b>0.3768</b>
Varianza	0.0000	0.0000	0.0000	0.4049	3.3142	7.5897	4.1034	1.9659	0.8517
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.6646</b>	<b>4.0574</b>	<b>8.7144</b>	<b>4.9304</b>	<b>2.5383</b>	<b>1.2285</b>

Tabla A1.5 Costos de inversión del generador 3 con planificación centralizada

<b>PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA</b>	<b>90% DDA</b>	<b>100% DDA</b>	<b>110% DDA</b>
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>
Sin variación de combustible	24.3793	27.0881	29.7969
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	17.6694	19.6327	21.5959
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	22.8136	25.3485	27.8833
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	35.1151	39.0168	42.9185
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	17.2221	19.1356	21.0492
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	22.8136	25.3485	27.8833
Valor esperado (promedio)	<b>23.3355</b>	<b>25.9284</b>	<b>28.5212</b>
Varianza	41.9743	51.8203	62.7028
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>65.3098</b>	<b>77.7487</b>	<b>91.2240</b>

Tabla A1.6 Costos de inversión del generador 3 con tarifas incluidas

<b>Costos Totales en mill\$</b>	<b>GSFD</b>			<b>GGDF</b>			<b>FCA_G</b>		
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>
Sin variación de combustible	22.9284	25.6644	26.5108	27.4744	31.9289	34.8539	28.0820	31.9320	34.3677
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	15.9240	17.8909	19.9076	20.3672	24.0461	25.3099	21.0041	24.3145	25.0792
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	21.3705	23.9329	24.6106	26.4680	28.6384	31.2947	26.1553	29.1614	31.9364
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	33.8234	37.7508	40.2655	39.8557	44.2581	48.6418	40.5357	44.2727	48.1871
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	19.0725	21.1104	20.8904	24.8679	27.1604	29.4243	25.4906	27.4247	28.9258
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	21.3705	23.9329	24.6106	26.9272	29.9095	33.2468	27.7650	30.1793	32.4936
Valor esperado (promedio)	<b>22.4149</b>	<b>25.0471</b>	<b>26.1326</b>	<b>27.6601</b>	<b>30.9902</b>	<b>33.7952</b>	<b>28.1721</b>	<b>31.2141</b>	<b>33.4983</b>
Varianza	37.1805	46.1913	54.1492	42.3416	49.3010	63.8401	43.1341	47.6582	62.3509
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>59.5954</b>	<b>71.2384</b>	<b>80.2818</b>	<b>70.0017</b>	<b>80.2913</b>	<b>97.6354</b>	<b>71.3062</b>	<b>78.8723</b>	<b>95.8492</b>

Tabla A1.7 Costos de inversión del generador 4 con planificación centralizada

<b>PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA</b>	<b>90% DDA</b>	<b>100% DDA</b>	<b>110% DDA</b>
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>
Sin variación de combustible	8.0656	8.9617	9.8579
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	7.3934	8.2149	9.0364
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	7.3934	8.2149	9.0364
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	5.2090	5.7878	6.3666
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	12.0983	13.4426	14.7869
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	6.2172	6.9080	7.5988
Valor esperado (promedio)	<b>7.7295</b>	<b>8.5883</b>	<b>9.4472</b>
Varianza	5.6131	6.9297	8.3851
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>13.3425</b>	<b>15.5181</b>	<b>17.8322</b>

Tabla A1.8 Costos de inversión del generador 4 con tarifaciones incluidas

<b>Costos Totales en mill\$</b>	<b>GSFD</b>			<b>GGDF</b>			<b>FCA_G</b>		
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>
Sin variación de combustible	8.3354	9.2299	10.4193	9.2342	10.0323	10.9395	9.0380	10.2504	11.2058
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	7.7066	8.5260	9.3454	8.2624	9.1154	9.9755	8.0650	8.9325	10.0185
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	7.6630	8.4829	9.5997	8.2389	9.0682	9.6864	8.0489	8.8837	9.7205
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	5.3601	5.9380	6.6826	5.8507	6.5578	6.9417	5.7738	6.3735	6.9713
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	9.6279	10.8022	12.8642	9.8668	11.2290	12.4456	9.6582	11.0394	12.4949
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	6.4439	7.1333	8.0725	6.9820	7.6791	8.1679	6.7855	7.4957	8.2058
Valor esperado (promedio)	<b>7.5228</b>	<b>8.3521</b>	<b>9.4973</b>	<b>8.0725</b>	<b>8.9470</b>	<b>9.6928</b>	<b>7.8949</b>	<b>8.8292</b>	<b>9.7695</b>
Varianza	2.1973	2.8268	4.4345	2.1517	2.7489	3.8212	2.0397	2.9454	3.9660
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>9.7201</b>	<b>11.1789</b>	<b>13.9317</b>	<b>10.2242</b>	<b>11.6958</b>	<b>13.5140</b>	<b>9.9346</b>	<b>11.7746</b>	<b>13.7355</b>

Tabla A1.9 Costos de inversión del generador 5 con planificación centralizada

<b>PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA</b>	<b>90% DDA</b>	<b>100% DDA</b>	<b>110% DDA</b>
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>
Sin variación de combustible	4.4979	4.9976	5.4974
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	3.9867	4.4297	4.8727
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	3.9867	4.4297	4.8727
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	3.9867	4.4297	4.8727
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	3.6801	4.0890	4.4979
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	4.7023	5.2248	5.7473
Valor esperado (promedio)	<b>4.1401</b>	<b>4.6001</b>	<b>5.0601</b>
Varianza	0.1453	0.1793	0.2170
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>4.2853</b>	<b>4.7794</b>	<b>5.2771</b>

Tabla A1.10 Costos de inversión del generador 5 con tarifaciones incluidas

<b>Costos Totales en mill\$</b>	<b>GSFD</b>			<b>GGDF</b>			<b>FCA_G</b>		
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>
Sin variación de combustible	4.7452	5.2435	6.0120	4.8080	5.6121	6.0886	4.7924	5.5007	5.9918
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	4.2643	4.7054	5.1466	4.4399	4.8777	5.5094	4.4245	4.8914	5.5477
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	4.2257	4.6672	5.3720	4.4200	4.8377	5.2589	4.4105	4.8490	5.2891
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	4.1767	4.6187	5.2703	4.3467	4.8974	5.3225	4.4685	4.9142	5.3577
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	4.3341	4.7764	5.3720	4.5768	4.8952	5.3313	4.5622	4.9060	5.3608
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	4.9842	5.5050	6.3362	5.2063	5.6925	6.1863	5.1846	5.7079	6.2310
Valor esperado (promedio)	<b>4.4550</b>	<b>4.9194</b>	<b>5.5849</b>	<b>4.6330</b>	<b>5.1354</b>	<b>5.6162</b>	<b>4.6405</b>	<b>5.1282</b>	<b>5.6297</b>
Varianza	0.1091	0.1336	0.2257	0.1054	0.1614	0.1709	0.0909	0.1408	0.1523
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>4.5641</b>	<b>5.0530</b>	<b>5.8106</b>	<b>4.7384</b>	<b>5.2968</b>	<b>5.7871</b>	<b>4.7313</b>	<b>5.2690</b>	<b>5.7820</b>

Tabla A1.11 Costos de operación del generador 1 con planificación centralizada

<b>PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA</b>	<b>90% DDA</b>	<b>100% DDA</b>	<b>110% DDA</b>
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>
Sin variación de combustible	128.7080	143.0089	157.3098
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	149.8325	166.4805	183.1286
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	147.5208	163.9120	180.3031
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	128.1610	142.4011	156.6412
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	147.5208	163.9120	180.3031
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	147.5208	163.9120	180.3031
Valor esperado (promedio)	<b>141.5440</b>	<b>157.2711</b>	<b>172.9982</b>
Varianza	103.9466	128.3290	155.2774
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>245.4906</b>	<b>285.6001</b>	<b>328.2756</b>

Tabla A1.12 Costos de operación del generador 1 con tarifaciones incluidas

<b>Costos Totales en mill\$</b>	<b>GSFD</b>			<b>GGDF</b>			<b>FCA_G</b>		
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>
Sin variación de combustible	132.3307	146.5959	165.0414	124.0555	136.3819	150.0201	123.1830	136.3819	151.0915
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	153.1994	169.8581	186.4416	146.6195	160.4237	179.2016	145.8820	160.4237	179.6484
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	151.1570	167.5132	188.0513	140.1590	152.6741	165.6443	136.0004	153.7034	171.3054
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	132.6410	146.8357	165.6443	120.2925	134.2585	147.6844	120.2925	134.8563	148.9967
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	151.1570	167.5132	188.0513	141.0586	156.7317	172.4049	140.1590	156.7317	173.4935
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	151.1570	167.5132	188.0513	141.5050	156.7317	171.8565	140.1590	156.7317	173.4935
Valor esperado (promedio)	<b>145.2737</b>	<b>160.9716</b>	<b>180.2135</b>	<b>135.6150</b>	<b>149.5336</b>	<b>164.4686</b>	<b>134.2793</b>	<b>149.8048</b>	<b>166.3382</b>
Varianza	98.7525	122.7664	133.1074	114.8946	127.6756	165.2956	105.0970	125.5112	167.4841
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>244.0262</b>	<b>283.7379</b>	<b>313.3209</b>	<b>250.5096</b>	<b>277.2092</b>	<b>329.7642</b>	<b>239.3763</b>	<b>275.3160</b>	<b>333.8223</b>



Tabla A1.13 Costos de operación del generador 2 con planificación centralizada

PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA	90% DDA	100% DDA	110% DDA
ESCENARIOS DE VAR DE COMB	mills\$	mills\$	mills\$
Sin variación de combustible	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Valor esperado (promedio)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>
Varianza	0.0000	0.0000	0.0000
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>

Tabla A1.14 Costos de operación del generador 2 con tarifaciones incluidas

Costos Totales en mill\$	GSFD			GGDF			FCA_G		
	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA
ESCENARIOS DE VAR DE COMB									
Sin variación de combustible	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	2.5004	7.2956	11.1942	8.1413	5.5981	3.6581
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Valor esperado (promedio)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.4167</b>	<b>1.2159</b>	<b>1.8657</b>	<b>1.3569</b>	<b>0.9330</b>	<b>0.6097</b>
Varianza	0.0000	0.0000	0.0000	1.0420	8.8710	20.8850	11.0468	5.2231	2.2303
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>1.4587</b>	<b>10.0869</b>	<b>22.7507</b>	<b>12.4037</b>	<b>6.1561</b>	<b>2.8400</b>

Tabla A1.15 Costos de operación del generador 3 con planificación centralizada

<b>PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA</b>	<b>90% DDA</b>	<b>100% DDA</b>	<b>110% DDA</b>
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>
Sin variación de combustible	42.3310	47.0344	51.7378
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	27.9992	31.1102	34.2212
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	39.5308	43.9231	48.3155
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	64.6039	71.7821	78.9603
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	32.6153	36.2392	39.8632
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	39.5308	43.9231	48.3155
Valor esperado (promedio)	<b>41.1018</b>	<b>45.6687</b>	<b>50.2356</b>
Varianza	160.4989	198.1469	239.7573
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>201.6007</b>	<b>243.8156</b>	<b>289.9928</b>

Tabla A1.16 Costos de operación del generador 3 con tarifaciones incluidas

<b>Costos Totales en mill\$</b>	<b>GSFD</b>			<b>GGDF</b>			<b>FCA_G</b>		
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>
Sin variación de combustible	37.6469	42.3964	41.7409	47.6015	55.0540	60.5594	48.9806	55.0540	59.1742
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	23.4609	26.5575	29.7556	31.8431	38.7333	39.2187	33.0821	39.0054	38.6164
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	34.8369	39.2744	38.3136	45.6655	49.4812	54.0419	44.7780	50.3808	55.4189
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	59.0612	66.2956	67.8216	73.9439	81.4173	89.8020	74.1427	80.8987	88.1785
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	32.2868	36.1400	34.1931	45.0517	49.7533	54.3905	46.4838	50.0575	52.9854
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	34.8369	39.2744	38.3136	46.8094	52.6508	58.9231	48.7919	52.9229	56.8100
Valor esperado (promedio)	<b>37.0216</b>	<b>41.6564</b>	<b>41.6897</b>	<b>48.4859</b>	<b>54.5150</b>	<b>59.4893</b>	<b>49.3765</b>	<b>54.7199</b>	<b>58.5306</b>
Varianza	140.3983	175.4786	180.8593	189.6868	204.9149	277.3789	181.7769	195.2363	263.8760
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>177.4199</b>	<b>217.1350</b>	<b>222.5491</b>	<b>238.1726</b>	<b>259.4299</b>	<b>336.8682</b>	<b>231.1534</b>	<b>249.9562</b>	<b>322.4066</b>

Tabla A1.17 Costos de operación del generador 4 con planificación centralizada

<b>PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA</b>	<b>90% DDA</b>	<b>100% DDA</b>	<b>110% DDA</b>
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>
Sin variación de combustible	10.6609	11.8455	13.0300
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	9.6063	10.6737	11.7410
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	9.6063	10.6737	11.7410
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	6.0527	6.7253	7.3978
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	17.7281	19.6979	21.6677
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	8.5377	9.4864	10.4350
Valor esperado (promedio)	<b>10.3653</b>	<b>11.5171</b>	<b>12.6688</b>
Varianza	15.4778	19.1082	23.1211
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>25.8431</b>	<b>30.6253</b>	<b>35.7899</b>

Tabla A1.18 Costos de operación del generador 4 con tarifaciones incluidas

<b>Costos Totales en mill\$</b>	<b>GSFD</b>			<b>GGDF</b>			<b>FCA_G</b>		
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>
Sin variación de combustible	10.6609	11.8455	13.0300	11.7179	12.5192	13.7711	11.4099	12.6777	13.9454
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	9.6063	10.6737	11.7410	10.2062	11.3403	12.1055	9.9045	11.0050	12.1055
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	9.6063	10.6737	11.7410	10.2062	11.3403	12.1055	9.9045	11.0050	12.1055
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	6.0527	6.7253	7.3978	6.5604	7.2893	7.7059	6.3048	7.0053	7.7059
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	12.0599	13.7545	16.0889	12.2398	14.1130	15.9228	11.9206	13.7545	15.9228
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	8.5377	9.4864	10.4350	9.1377	10.1530	10.7995	8.8359	9.8177	10.7995
Valor esperado (promedio)	<b>9.4206</b>	<b>10.5265</b>	<b>11.7390</b>	<b>10.0114</b>	<b>11.1259</b>	<b>12.0684</b>	<b>9.7134</b>	<b>10.8775</b>	<b>12.0974</b>
Varianza	4.1391	5.5468	8.2270	4.1253	5.3244	7.6800	4.0423	5.5335	7.8037
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>13.5597</b>	<b>16.0733</b>	<b>19.9659</b>	<b>14.1367</b>	<b>16.4503</b>	<b>19.7484</b>	<b>13.7557</b>	<b>16.4110</b>	<b>19.9012</b>

Tabla A1.19 Costos de operación del generador 5 con planificación centralizada

<b>PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA</b>	<b>90% DDA</b>	<b>100% DDA</b>	<b>110% DDA</b>
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>
Sin variación de combustible	4.6901	5.2112	5.7323
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	4.0551	4.5057	4.9563
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	4.0551	4.5057	4.9563
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	4.0551	4.5057	4.9563
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	3.4624	3.8472	4.2319
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	5.3706	5.9673	6.5640
Valor esperado (promedio)	<b>4.2814</b>	<b>4.7571</b>	<b>5.2329</b>
Varianza	0.4356	0.5377	0.6506
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>4.7170</b>	<b>5.2948</b>	<b>5.8834</b>

Tabla A1.20 Costos de operación del generador 5 con tarifaciones incluidas

<b>Costos Totales en mill\$</b>	<b>GSFD</b>			<b>GGDF</b>			<b>FCA_G</b>		
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>
Sin variación de combustible	4.6901	5.2112	5.7323	4.4816	5.2112	5.7323	4.4816	4.9796	5.4775
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	4.0551	4.5057	4.9563	4.0551	4.5057	4.9563	4.0551	4.5057	4.9563
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	4.0551	4.5057	4.9563	4.0551	4.5057	4.9563	4.0551	4.5057	4.9563
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	4.0551	4.5057	4.9563	4.0551	4.5057	4.9563	4.0551	4.5057	4.9563
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	4.2631	4.7367	4.9563	4.4762	4.7367	5.2104	4.4762	4.7367	5.2104
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	5.3706	5.9673	6.5640	5.3706	5.9673	6.5640	5.3706	5.9673	6.5640
Valor esperado (promedio)	<b>4.4149</b>	<b>4.9054</b>	<b>5.3536</b>	<b>4.4156</b>	<b>4.9054</b>	<b>5.3959</b>	<b>4.4156</b>	<b>4.8668</b>	<b>5.3535</b>
Varianza	0.2801	0.3458	0.4480	0.2620	0.3458	0.4184	0.2620	0.3264	0.3949
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>4.6950</b>	<b>5.2512</b>	<b>5.8016</b>	<b>4.6776</b>	<b>5.2512</b>	<b>5.8143</b>	<b>4.6776</b>	<b>5.1932</b>	<b>5.7484</b>

Tabla A1.21 Costos por tarificación del generador 1 con planificación centralizada

<b>PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA</b>	<b>90% DDA</b>	<b>100% DDA</b>	<b>110% DDA</b>
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>
Sin variación de combustible	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Valor esperado (promedio)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>
Varianza	0.0000	0.0000	0.0000
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>

Tabla A1.22 Costos por tarificación del generador 1 con tarificaciones incluidas

<b>Costos Totales en mill\$</b>	<b>GSFD</b>			<b>GGDF</b>			<b>FCA_G</b>		
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>
Sin variación de combustible	0.0000	0.0000	0.0000	3.7560	5.2139	5.3334	3.8636	5.1771	5.1835
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	5.1746	5.2609	6.7515	5.2530	5.2197	6.6265
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	4.8720	4.9676	5.0736	4.8907	4.9524	4.9985
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	3.7552	3.9555	4.0668	3.8933	3.9211	3.9092
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	4.9267	5.0932	5.2222	5.0421	5.0528	5.0669
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	4.9280	5.0844	5.2048	5.0349	5.0443	5.0562
Valor esperado (promedio)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>4.5688</b>	<b>4.9293</b>	<b>5.2754</b>	<b>4.6629</b>	<b>4.8946</b>	<b>5.1401</b>
Varianza	0.0000	0.0000	0.0000	0.4077	0.2383	0.7383	0.3827	0.2368	0.7518
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>4.9765</b>	<b>5.1676</b>	<b>6.0137</b>	<b>5.0456</b>	<b>5.1314</b>	<b>5.8919</b>

Tabla A1.23 Costos por tarificación del generador 2 con planificación centralizada

PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA	90% DDA	100% DDA	110% DDA
ESCENARIOS DE VAR DE COMB	mills\$	mills\$	mills\$
Sin variación de combustible	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Valor esperado (promedio)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>
Varianza	0.0000	0.0000	0.0000
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>

Tabla A1.24 Costos por tarificación del generador 2 con tarificaciones incluidas

Costos Totales en mill\$	GSFD			GGDF			FCA_G		
	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA
ESCENARIOS DE VAR DE COMB									
Sin variación de combustible	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	0.0605	0.1314	0.1564	0.1679	0.1052	0.0633
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Valor esperado (promedio)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0101</b>	<b>0.0219</b>	<b>0.0261</b>	<b>0.0280</b>	<b>0.0175</b>	<b>0.0106</b>
Varianza	0.0000	0.0000	0.0000	0.0006	0.0029	0.0041	0.0047	0.0018	0.0007
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0107</b>	<b>0.0248</b>	<b>0.0301</b>	<b>0.0327</b>	<b>0.0194</b>	<b>0.0112</b>

Tabla A1.25 Costos por tarificación del generador 3 con planificación centralizada

<b>PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA</b>	<b>90% DDA</b>	<b>100% DDA</b>	<b>110% DDA</b>
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>	<b>mills\$</b>
Sin variación de combustible	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Valor esperado (promedio)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>
Varianza	0.0000	0.0000	0.0000
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>

Tabla A1.26 Costos por tarificación del generador 3 con tarificaciones incluidas

<b>Costos Totales en mill\$</b>	<b>GSFD</b>			<b>GGDF</b>			<b>FCA_G</b>		
<b>ESCENARIOS DE VAR DE COMB</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>	<b>90 DDA</b>	<b>100 DDA</b>	<b>110 DDA</b>
Sin variación de combustible	0.5621	0.5644	1.0877	1.3058	1.8586	1.7766	1.2424	1.8617	1.8371
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	0.4912	0.4949	0.4986	1.1322	1.1132	1.5270	1.0981	1.1350	1.5697
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	0.5698	0.5725	1.1011	1.4177	1.3018	1.2244	1.3287	1.3278	1.3194
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	0.7212	0.7221	1.4475	2.4003	2.2591	2.1696	2.2893	2.2737	2.2616
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	0.5086	0.5055	0.9346	1.3324	1.2192	1.1295	1.2715	1.2391	1.1948
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	0.5698	0.5725	1.1011	1.4296	1.3303	1.2630	1.3727	1.3516	1.3299
Valor esperado (promedio)	<b>0.5705</b>	<b>0.5720</b>	<b>1.0284</b>	<b>1.5030</b>	<b>1.5137</b>	<b>1.5150</b>	<b>1.4338</b>	<b>1.5315</b>	<b>1.5854</b>
Varianza	0.0066	0.0066	0.0958	0.2047	0.2000	0.1587	0.1845	0.1953	0.1619
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>0.5770</b>	<b>0.5786</b>	<b>1.1243</b>	<b>1.7077</b>	<b>1.7137</b>	<b>1.6737</b>	<b>1.6182</b>	<b>1.7268</b>	<b>1.7473</b>

Tabla A1.27 Costos por tarificación del generador 4 con planificación centralizada

PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA	90% DDA	100% DDA	110% DDA
ESCENARIOS DE VAR DE COMB	mills\$	mills\$	mills\$
Sin variación de combustible	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Valor esperado (promedio)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>
Varianza	0.0000	0.0000	0.0000
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>

Tabla A1.28 Costos por tarificación del generador 4 con tarificaciones incluidas

Costos Totales en mill\$	GSFD			GGDF			FCA_G		
	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA
Sin variación de combustible	0.2698	0.2682	0.5614	0.4965	0.6971	0.6708	0.4683	0.7286	0.7318
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	0.3132	0.3111	0.3090	0.5329	0.4923	0.7337	0.5035	0.4975	0.7767
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	0.2696	0.2680	0.5633	0.5094	0.4799	0.4446	0.4874	0.4821	0.4787
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	0.1511	0.1502	0.3160	0.4157	0.3966	0.3698	0.3968	0.3990	0.3994
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	0.3247	0.3289	0.7298	0.5804	0.5596	0.5362	0.5449	0.5664	0.5879
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	0.2267	0.2253	0.4737	0.4287	0.3977	0.3637	0.4003	0.4010	0.4016
Valor esperado (promedio)	<b>0.2592</b>	<b>0.2586</b>	<b>0.4922</b>	<b>0.4939</b>	<b>0.5039</b>	<b>0.5198</b>	<b>0.4669</b>	<b>0.5124</b>	<b>0.5627</b>
Varianza	0.0040	0.0041	0.0262	0.0039	0.0128	0.0243	0.0034	0.0152	0.0269
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>0.2632</b>	<b>0.2628</b>	<b>0.5184</b>	<b>0.4979</b>	<b>0.5167</b>	<b>0.5441</b>	<b>0.4703</b>	<b>0.5276</b>	<b>0.5896</b>



Tabla A1.29 Costos por tarificación del generador 5 con planificación centralizada

PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA	90% DDA	100% DDA	110% DDA
ESCENARIOS DE VAR DE COMB	mills\$	mills\$	mills\$
Sin variación de combustible	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	0.0000	0.0000	0.0000
Valor esperado (promedio)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>
Varianza	0.0000	0.0000	0.0000
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>

Tabla A1.30 Costos por tarificación del generador 5 con tarificaciones incluidas

Costos Totales en mill\$	GSFD			GGDF			FCA_G		
	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA	90 DDA	100 DDA	110 DDA
ESCENARIOS DE VAR DE COMB									
Sin variación de combustible	0.2473	0.2459	0.5146	0.4124	0.6145	0.5912	0.3968	0.6167	0.6194
Gen 1 Var 5% Resto 10 % Var	0.2776	0.2757	0.2739	0.4532	0.4185	0.6367	0.4378	0.4326	0.6750
Gen 2 Var 5% Resto 10 % Var	0.2390	0.2375	0.4993	0.4333	0.4080	0.3862	0.4238	0.4193	0.4164
Gen 3 Var 5% Resto 10 % Var	0.1900	0.1890	0.3976	0.4901	0.4677	0.4498	0.4818	0.4845	0.4850
Gen 4 Var 5% Resto 10 % Var	0.2451	0.2436	0.4993	0.4514	0.4094	0.3852	0.4324	0.4230	0.4240
Gen 5 Var 5% Resto 10 % Var	0.2819	0.2802	0.5889	0.5040	0.4677	0.4390	0.4823	0.4831	0.4837
Valor esperado (promedio)	<b>0.2468</b>	<b>0.2453</b>	<b>0.4623</b>	<b>0.4574</b>	<b>0.4643</b>	<b>0.4814</b>	<b>0.4425</b>	<b>0.4765</b>	<b>0.5173</b>
Varianza	0.0011	0.0011	0.0122	0.0012	0.0062	0.0115	0.0011	0.0056	0.0113
Abs(-Valor esperado - Varianza)	<b>0.2479</b>	<b>0.2464</b>	<b>0.4745</b>	<b>0.4586</b>	<b>0.4705</b>	<b>0.4928</b>	<b>0.4436</b>	<b>0.4821</b>	<b>0.5285</b>



Tabla A1.33 Visualización de la participación de los generadores y de las líneas para el caso de la inclusión de la tarificación GGDF

	G1	G2	G3	G4	G5	CT GEN	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	CT LIN
1 GGDF 100% DDA 0% VAR COMB	X		X	X	X	351.5005	X	X	X		X	X		X	X	X	X	8.4397
2 GGDF 100% DDA G1 5% RESTO 10%	X		X	X	X	362.4023	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
3 GGDF 100% DDA G2 5% RESTO 10%	X	X	X	X	X	368.3978	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
4 GGDF 100% DDA G3 5% RESTO 10%	X		X	X	X	365.4341	X	X	X		X	X			X	X	X	7.1413
5 GGDF 100% DDA G4 5% RESTO 10%	X		X	X	X	367.5597	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
6 GGDF 100% DDA G5 5% RESTO 10%	X		X	X	X	368.0501	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
7 GGDF 90% DDA 0% VAR COMB	X		X	X	X	313.1794	X	X	X			X			X	X	X	6.0592
8 GGDF 90% DDA G1 5% RESTO 10%	X		X	X	X	326.4579	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
9 GGDF 90% DDA G2 5% RESTO 10%	X	X	X	X	X	332.9595		X	X			X		X	X	X	X	6.4920
10 GGDF 90% DDA G3 5% RESTO 10%	X		X	X	X	329.1586	X	X	X		X	X			X	X	X	7.1413
11 GGDF 90% DDA G4 5% RESTO 10%	X		X	X	X	332.2473	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
12 GGDF 90% DDA G5 5% RESTO 10%	X		X	X	X	332.7123	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
13 GGDF 110% DDA 0% VAR COMB	X		X	X	X	384.9495	X	X	X		X	X		X	X	X	X	8.4397
14 GGDF 110% DDA G1 5% RESTO 10%	X		X	X	X	400.4736	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	9.7381
15 GGDF 110% DDA G2 5% RESTO 10%	X	X	X	X	X	403.8309	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
16 GGDF 110% DDA G3 5% RESTO 10%	X		X	X	X	400.5146	X	X	X		X	X			X	X	X	7.1413
17 GGDF 110% DDA G4 5% RESTO 10%	X		X	X	X	402.8581	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
18 GGDF 110% DDA G5 5% RESTO 10%	X		X	X	X	403.3904	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577

Tabla A1.34 Visualización de la participación de los generadores y de las líneas para el caso de la inclusión de la tarificación FCA\_G

	G1	G2	G3	G4	G5	CT GEN	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	CT LIN
1 FCA 100% DDA 0% VAR COMB	X		X	X	X	351.5004	X	X	X		X	X		X	X	X	X	8.4397
2 FCA 100% DDA G1 5% RESTO 10%	X		X	X	X	362.4019	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
3 FCA 100% DDA G2 5% RESTO 10%	X	X	X	X	X	368.3669	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
4 FCA 100% DDA G3 5% RESTO 10%	X		X	X	X	365.4240	X	X	X		X	X			X	X	X	7.1413
5 FCA 100% DDA G4 5% RESTO 10%	X		X	X	X	367.5563	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
6 FCA 100% DDA G5 5% RESTO 10%	X		X	X	X	368.0485	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
7 FCA 90% DDA 0% VAR COMB	X		X	X	X	313.1931	X	X	X			X			X	X	X	6.0592
8 FCA 90% DDA G1 5% RESTO 10%	X		X	X	X	326.4710	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
9 FCA 90% DDA G2 5% RESTO 10%	X	X	X	X	X	333.0690	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
10 FCA 90% DDA G3 5% RESTO 10%	X		X	X	X	330.2774	X	X	X		X	X			X	X	X	7.1413
11 FCA 90% DDA G4 5% RESTO 10%	X		X	X	X	332.2795	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
12 FCA 90% DDA G5 5% RESTO 10%	X		X	X	X	332.7405	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
13 FCA 110% DDA 0% VAR COMB	X		X	X	X	384.9301	X	X	X		X	X		X	X	X	X	8.4397
14 FCA 110% DDA G1 5% RESTO 10%	X		X	X	X	400.4636	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	9.7381
15 FCA 110% DDA G2 5% RESTO 10%	X	X	X	X	X	403.6758	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
16 FCA 110% DDA G3 5% RESTO 10%	X		X	X	X	400.4968	X	X	X		X	X			X	X	X	7.1413
17 FCA 110% DDA G4 5% RESTO 10%	X		X	X	X	402.8339	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577
18 FCA 110% DDA G5 5% RESTO 10%	X		X	X	X	403.3585	X	X	X			X		X	X	X	X	7.3577

## ANEXO 2

### FACTORES DE DISTRIBUCIÓN EN CORRIENTE ALTERNA PARA GENERACIÓN: *FCA\_G*

El modelo propuesto se basa en las sensibilidades de los flujos de potencia a través de las líneas ante la variación de la generación o del consumo. A partir de estas sensibilidades se determinan los factores de participación de los generadores en los elementos del sistema de transmisión.

#### A2.1 ÍNDICE DE PARTICIPACIÓN MARGINAL

Es la variación incremental del flujo de potencia en las líneas cuando se hace una variación incremental en la generación.

Para un punto de operación (Demanda - Generación), se define el flujo de potencia en una línea como:

$$P_{LIN} = \sum_{k=1}^{nb} \left( \frac{\partial P_{LIN}}{\partial P_K} * P_K + \frac{\partial P_{LIN}}{\partial Q_K} * Q_K \right) \quad (A2.1)$$

Donde:

$P_K, Q_K$ : Potencia neta inyectada en nudo  $K$ ,

$\frac{\partial P_{LIN}}{\partial P_K}$ : variación marginal del flujo de potencia activa por el tramo debido a la

variación marginal de la potencia activa de la generación,

$\frac{\partial P_{LIN}}{\partial Q_K}$ : variación marginal del flujo de potencia activa por el tramo debido a la

variación marginal de la potencia reactiva de la generación.

De acuerdo a ec. A2.1 se define al índice de participación marginal de la inyección  $P_K$  en la línea  $i$ , como:

$$Ind_{ik} = \frac{\partial P_{ik}}{\partial P_k} \quad (A2.2)$$

La ecuación A2.2 también se puede expresar de una manera incremental, la cual se puede determinar en forma aproximada a través de variaciones incrementales.

$$Ind_{ik} = \frac{\Delta P_{ik}}{\Delta P_k} \quad (A2.3)$$

Donde:

$Ind_{ik}$  : índice de participación del generador  $k$  en el tramo  $i$ .

$\Delta P_{ik}$  : variación del flujo de potencia activa  $P$  en la línea  $i$  debido a la variación de  $P_k$ .

$\Delta P_k$  : Variación de la potencia activa del generador  $k$ .

## A2.2 METODOLOGÍA EMPLEADA.-

En general, se sabe que:

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_L + P_D \quad (A2.4)$$

en que:

$P_{gi}$  : Potencia activa inyectada en barra de generación  $i$ ,

$P_L$  : Potencia activa de pérdidas por los tramos de transmisión,

$P_D$  : Potencia activa de la demanda del sistema (barras de carga).

Desagregando la potencia activa de la generación se tiene:

$$P_{gn} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq n}}^{ng} P_{gi} = P_L + \sum_{j=1}^{nc} P_{cj} \quad (\text{A2.5})$$

Donde:

$P_{gn}$  : Potencia activa del generador de oscilación  $n$ ,

$P_{cj}$  : Potencia activa de la carga  $j$ .

Derivando esta expresión respecto al consumo  $P_{cj}$  se tiene

$$\frac{\partial P_{gn}}{\partial P_{cj}} = \frac{\partial P_L}{\partial P_{cj}} + 1 \quad (\text{A2.6})$$

El resto de la carga se considera constante al variar la potencia activa en el consumo  $j$ .

Llevando a variaciones la expresión anterior da

$$\Delta P_{cj} = \Delta P_{gn} - \Delta P_L \quad (\text{A2.7})$$

Cuando se hace una variación conforme de todas las generaciones se tiene

$$\begin{aligned} \Delta P_{c1} &= \Delta P_{gn1} + \Delta P_{L1} \\ &\quad \cdot \\ \Delta P_{c2} &= \Delta P_{gn2} + \Delta P_{L2} \\ &\quad \cdot \\ &\quad \cdot \\ \Delta P_{cj} &= \Delta P_{gnj} + \Delta P_{Lj} \\ &\quad \cdot \\ &\quad \cdot \\ &\quad \cdot \\ \Delta P_{cnc} &= \Delta P_{gnc} + \Delta P_{Lnc} \end{aligned} \quad (\text{A2.8})$$

Sumando se tiene

$$\sum_{j=1}^{nc} \Delta P_{cj} = \sum_{j=1}^{nc} \Delta P_{gnj} - \sum_{j=1}^{nc} \Delta P_{Lj} \quad (\text{A2.9})$$

Definiendo como  $\Delta P_K$  a la variación de la barra de oscilación debido a la variación de todas las cargas  $j$  tenemos:

$$\Delta P_K = \sum_{j=1}^{nc} \Delta P_{gnj} \quad (\text{A2.10})$$

Y definiendo a la variación de las pérdidas debido a la variación de todas las cargas  $j$  se tiene:

$$\Delta P_{perd} = \sum_{j=1}^{nc} \Delta P_{Lj} \quad (\text{A2.11})$$

Por lo tanto, se tiene:

$$\sum_{j=1}^{nc} \Delta P_{cj} = \Delta P_K - \Delta P_{perd} \quad (\text{A2.12})$$

La suma de las variaciones de todos los consumos no puede ser muy grande en relación a la variación de la barra de oscilación  $k$ . Por lo tanto es necesario hacer una variación que sea soportada por dicha barra de oscilación.

Entonces la ec. (A2.12) queda:

$$\sum_{j=1}^{nc} \Delta P_{cj} * \frac{P_{gk}}{\sum_{j=1}^{ng} P_{gj}} = -\Delta P_k + \Delta P_{perd} \quad (\text{A2.13})$$

En que:

$P_{gk}$  : potencia de la barra de generación y oscilación  $gk$ .

$P_{gj}$  : potencia de la barra de generación  $gj$ .

### A2.3 METODOLOGÍA APLICADA AL ALGORITMO

Se procede a obtener los  $\Delta P_{jK}$  y los  $\Delta P_K$  con la diferencia de que se hace una variación conforme en toda la carga.

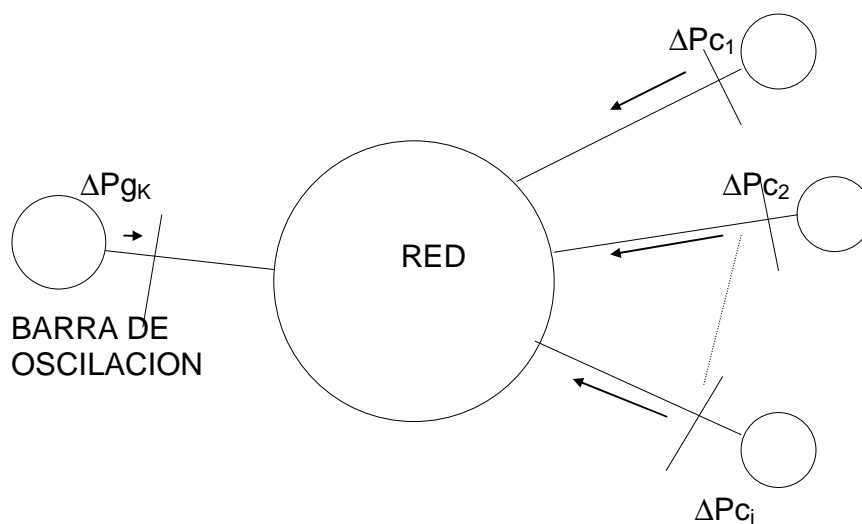


Fig. A2.1: Variación conforme de los consumos

### A2.4 FACTOR DE PARTICIPACIÓN

Es un factor que mide la participación real del generador en un tramo de transmisión del sistema.

El factor de participación se define como sigue:



$$FP_{ik} = \frac{Ind_{ik} * P_k}{\sum_{j=1}^{NGC} Ind_{ij} * P_j} \quad (A2.14)$$

donde:

$FP_{ik}$  : Factor de Participación del generador o consumo k en la línea i,

$P_k$  : potencia activa del generador o consumo k,

$NGC$  : Número de Generadores según sea el escenario considerado.

Puede acontecer que un generador o consumo provoque que una determinada línea tenga una disminución del flujo de potencia que transite por ella, por el hecho de existir tal generador. Esto hace necesario que el factor de participación de cuenta de ese efecto.

Si el producto  $Ind_{ij} * P_j$  es negativo significa que el efecto de  $P_j$  es disminuir el flujo por ese tramo.