



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE PEAJES DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA SEGÚN EL USO DE LA RED

FRANCISCO JAVIER DANITZ MILLER

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

Profesor Guía:
HUGH RUDNICK V.D.W.

Santiago de Chile, 2001



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

MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE PEAJES DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA SEGÚN EL USO DE LA RED

FRANCISCO JAVIER DANITZ MILLER

Memoria presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK V.D.W.

JUAN ZOLEZZI C.

DAVID WATTS C.

Quienes recomiendan que sea aceptada para completar las exigencias del título de Ingeniero Civil de Industrias con mención en Electricidad

Santiago de Chile, 2001

AGRADECIMIENTOS

Mis agradecimientos especiales a los Profesores Hugh Rudnick y Juan Zolezzi, por su constante apoyo y buena disposición durante el desarrollo de este estudio. También agradezco a mis padres y amigos por sus valiosos consejos y ayuda en todo momento.

INDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	I
INDICE GENERAL	II
INDICE TABLAS.....	V
INDICE FIGURAS.....	VIII
RESUMEN.....	X
I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Características fundamentales de los Sistemas de Transmisión	4
1.2. Marco legal de la transmisión en Chile y otros países	6
1.2.1. Chile.....	7
1.2.2. Argentina	10
1.2.3. Bolivia	13
1.2.4. Perú	16
1.2.5. Colombia.....	19
1.2.6. Comparación de los países analizados	23
II. SISTEMAS DE TARIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	26
2.1. Peajes o Transacciones " Wheeling".....	27
2.1.1. Rolled in allocation.....	27
2.1.1.1.Sellos de correos (Postage Stamp)	28
2.1.1.2.Método incremental	29
2.1.2. Red line allocation o Contract Path allocation.....	30
2.1.3. Mega Watt Mille allocation	31
2.2. Tarificación a costo marginal de largo plazo	34
2.3. Tarificación a costo marginal de corto plazo	36
2.3.1. Ingreso Tarifario por Potencia.....	38
2.3.2. Ingreso Tarifario por Energía	40

2.3.3.	Metodologías de distribución del pago adicional	42
2.3.3.1.	Esquema de Precios Ramsey.....	44
2.3.3.2.	Método basado en una medida independiente	44
2.3.3.2.1.	Prorrata por Potencia Firme.....	44
2.3.3.2.2.	Prorrata por Capacidad Instalada de Generación.....	45
2.3.3.3.	Método basado en el beneficio de los usuarios	45
2.3.3.4.	Método basado en el Uso del Sistema	47
2.4.	Comentario.....	50
III.	MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DEL CARGO COMPLEMENTARIO	52
3.1.	Introducción.....	52
3.2.	Método propuesto por Bialek	53
3.2.1.	Introducción al método de Bialek.....	54
3.2.2.	Supuestos del método	54
3.2.3.	Trazado de la electricidad usando flujos medios por las líneas	56
3.2.4.	Algoritmo de inyecciones de potencia (upstream-looking algorithm) ..	58
3.2.5.	Algoritmo de retiros de potencia (Downstream-looking algorithm).....	62
3.2.6.	Trazado de la electricidad usando flujos "gruesos".....	67
3.2.7.	Trazado de la electricidad usando flujos "netos".....	72
3.3.	Método propuesto por Kirschen	76
3.3.1.	Introducción al método de Kirschen.....	76
3.3.2.	Conceptos y algoritmos de la técnica propuesta	77
3.3.2.1.	Dominio de un Generador.....	77
3.3.2.2.	Concepto de commons (o áreas comunes)	79
3.3.2.3.	Concepto de Links	81
3.3.2.4.	Representación gráfica del sistema.....	81
3.3.2.5.	Contribución a la carga de un common	83
3.3.2.6.	Contribución a las cargas individuales y a los flujos por las ramas...87	
3.3.3.	Aplicaciones del método	88
3.3.4.	Aplicación a un ejemplo numérico	88

3.4. Método basado en los factores de distribución	96
3.4.1. Introducción al método basado en factores de distribución	96
3.4.2. Descripción del método de factores de distribución.....	97
3.4.3. Forma matemática de los factores de distribución.....	98
3.4.3.1.Factores A o GSDF.....	98
3.4.3.2.Factores D o GGDF	99
3.4.3.3.Factores C o GLDF	100
3.4.4. Aplicación numérica.....	102
IV. COMPARACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS PROPUESTAS.....	107
4.1. Introducción.....	107
4.2. Evaluación de resultados para un sistema de 5 barras.....	108
4.3. Evaluación de resultados para un sistema de 8 barras.....	115
4.4. Evaluación de resultados para un sistema de 30 barras.....	123
V. CONCLUSIONES	142
BIBLIOGRAFÍA.....	145
ANEXOS.....	149
ANEXO A: Resultados para el ejemplo de Bialek considerando Gross Flow	150
ANEXO B: Resultados para el ejemplo de Bialek considerando Net Flow	152
ANEXO C: Resultados del ejemplo numérico presentado por Kirschen.....	155
ANEXO D: Resultados AC del sistema del SIC reducido de 8 barras	167
ANEXO E: Resultados del sistema de 8 barras considerando inyecciones netas	169
ANEXO F: Resultados para el sistema de 30 barras considerando flujos DC y AC.....	173

INDICE TABLAS

Tabla 2.1. Características de los esquemas tarifarios de países latinoamericanos	51
Tabla 3.1. Ejemplo de Bialek resultado N°1.....	62
Tabla 3.2. Ejemplo de Bialek resultado N°2.....	67
Tabla 3.3. Ejemplo de Bialek resultado N°3.....	71
Tabla 3.4. Ejemplo de Bialek resultado N°4.....	76
Tabla 3.5. Ejemplo de Kirschen	87
Tabla 3.6. Ejemplo numérico de Kirschen	91
Tabla 3.7. Flujo del ejemplo numérico de Kirschen	92
Tabla 3.8. Resultados del ejemplo numérico de Kirschen	93
Tabla 3.9. Resumen de características de los Factores de Distribución	101
Tabla 3.10. Datos del ejemplo numérico de Factores de Distribución	103
Tabla 3.11. Generación y consumo del ejemplo numérico de Factores de Distribución	104
Tabla 3.12. Flujo del ejemplo numérico de Factores de Distribución.....	104
Tabla 3.13. Factores A del ejemplo numérico.....	105
Tabla 3.14. Factores D del ejemplo numérico	105
Tabla 3.15. Factores C del ejemplo numérico	105
Tabla 3.16. Contribuciones de los generadores en el ejemplo numérico	106
Tabla 3.17. Proporción de contribución de los generadores en el ejemplo numérico	106
Tabla 4.1. Parámetros del sistema de 5 barras	109
Tabla 4.2. Datos de generación y carga del sistema de 5 barras	110
Tabla 4.3. Aporte del generador G1 dado un flujo AC (Sistema de 5 barras).....	110
Tabla 4.4. Aporte del generador G2 dado un flujo AC (Sistema de 5 barras).....	111
Tabla 4.5. Aporte del generador G1 dado un flujo DC (Sistema de 5 barras)	111
Tabla 4.6. Aporte del generador G2 dado un flujo DC (Sistema de 5 barras)	111

Tabla 4.7. Parámetros del sistema de 8 barras	116
Tabla 4.8. Generación y consumo del SIC	116
Tabla 4.9. Aporte del generador G1 (Sistema SIC de 8 barras)	118
Tabla 4.10. Aporte del generador G3 (Sistema SIC de 8 barras)	118
Tabla 4.11. Aporte del generador G5 (Sistema SIC de 8 barras)	118
Tabla 4.12. Aporte del generador G6 (Sistema SIC de 8 barras)	119
Tabla 4.13. Aporte del generador G7 (Sistema SIC de 8 barras)	119
Tabla 4.14. Aporte del generador G8 (Sistema SIC de 8 barras)	119
Tabla 4.15. Parámetros del sistema de 30 barras	125
Tabla 4.16. Generación y consumo del sistema de 30 barras	126
Tabla D.1. Aporte del generador G1 (Sistema SIC de 8 barras).....	167
Tabla D.2. Aporte del generador G3 (Sistema SIC de 8 barras).....	167
Tabla D.3. Aporte del generador G5 (Sistema SIC de 8 barras).....	167
Tabla D.4. Aporte del generador G6 (Sistema SIC de 8 barras).....	168
Tabla D.5. Aporte del generador G7 (Sistema SIC de 8 barras).....	168
Tabla D.6. Aporte del generador G8 (Sistema SIC de 8 barras).....	168
Tabla E.1. Aporte del generador G1 (SIC de 8 barras considerando inyecciones netas)	169
Tabla E.2. Aporte del generador G3 (SIC de 8 barras considerando inyecciones netas)	169
Tabla E.3. Aporte del generador G5 (SIC de 8 barras considerando inyecciones netas)	170
Tabla E.4. Aporte del generador G6 (SIC de 8 barras considerando inyecciones netas)	170
Tabla E.5. Aporte del generador G7 (SIC de 8 barras considerando inyecciones netas)	170
Tabla E.6. Aporte del generador G8 (SIC de 8 barras considerando inyecciones netas)	171
Tabla F.1. Aporte del generador G2 (Sistema de 30 barras para un flujo DC)	173

Tabla F.2. Aporte del generador G3 (Sistema de 30 barras para un flujo DC)	174
Tabla F.3. Aporte del generador G6 (Sistema de 30 barras para un flujo DC)	175
Tabla F.4. Aporte del generador G8 (Sistema de 30 barras para un flujo DC)	176
Tabla F.5. Aporte del generador G11 (Sistema de 30 barras para un flujo DC) ..	177
Tabla F.6. Aporte del generador G13 (Sistema de 30 barras para un flujo DC) ..	178
Tabla F.7. Aporte del generador G2 (Sistema de 30 barras para un flujo AC)	179
Tabla F.8. Aporte del generador G3 (Sistema de 30 barras para un flujo AC)	180
Tabla F.9. Aporte del generador G6 (Sistema de 30 barras para un flujo AC)	181
Tabla F.10. Aporte del generador G11 (Sistema de 30 barras para un flujo AC)	182
Tabla F.11. Aporte del generador G13 (Sistema de 30 barras para un flujo AC)	183

INDICE FIGURAS

Figura 1.1: División del sector eléctrico	5
Figura 2.1. Ejemplo de Contract path con un único sistema.....	30
Figura 2.2. Una línea como "agente" económico.....	38
Figura 2.3. Costos marginales en transacciones wheeling.....	38
Figura 2.4. Sistema para Ingreso Tarifario por potencia.....	39
Figura 2.5. Sistema para Ingreso Tarifario por energía	40
Figura 3.1. Ejemplo principio de proporcionalidad.....	55
Figura 3.2. Ejemplo de Bialek aplicación N°1	57
Figura 3.3. Ejemplo de Bialek aplicación N°2	58
Figura 3.4. Ejemplo de Bialek aplicación N°3	61
Figura 3.5. Ejemplo de Bialek aplicación N°4	65
Figura 3.6. Ejemplo de Bialek aplicación N°5	67
Figura 3.7. Ejemplo de Bialek aplicación N°6	72
Figura 3.8. Ejemplo de Kirschen.....	78
Figura 3.9. Ejemplo de Kirschen con commons delimitados	80
Figura 3.10. Ejemplo de Kirschen en forma gráfica	82
Figura 3.11. Ejemplo de Kirschen en forma gráfica completo	85
Figura 3.12. Ejemplo numérico de Kirschen	90
Figura 3.13. Gráfica de los resultados del ejemplo numérico de Kirschen	94
Figura 3.14. Ejemplo numérico de Kirschen con los commons delimitados	95
Figura 3.15. Ejemplo numérico de Factores de Distribución	103
Figura 3.16. Flujos del ejemplo numérico de Factores de Distribución.....	104
Figura 4.1. Diagrama del Sistema de 5 barras	109
Figura 4.2. Método de Bialek para un flujo AC y DC	112
Figura 4.5. Diagrama del SIC de 8 barras	117
Figura 4.6.1. Resultados del sistema SIC de 8 barras con los tres métodos.....	121
Figura 4.6.2. Resultados del sistema SIC de 8 barras con los tres métodos.....	121

Figura 4.7. Esquema sistema de 30 barras	127
Figura 4.8.Resultados del sistema de 30 barras para el generador G2.....	128
Figura 4.9.Resultados del sistema de 30 barras para el generador G3.....	129
Figura 4.10.Resultados del sistema de 30 barras para el generador G6.....	130
Figura 4.11.Resultados del sistema de 30 barras para el generador G8.....	131
Figura 4.12.Resultados del sistema de 30 barras para el generador G11.....	132
Figura 4.13.Resultados del sistema de 30 barras para el generador G13.....	133
Figura 4.14. Contribuciones del generador G2 para los tres métodos.....	135
Figura E.1. Resultados del sistema SIC de 8 barras considerando inyecciones netas	172

RESUMEN

La transformación en los últimos años de la industria eléctrica a nivel mundial ha puesto al sistema de transmisión como eje del mercado eléctrico, de forma tal que permita que la generación se desarrolle en un ambiente de competencia que facilite la toma de decisiones económicas correctas y en forma descentralizadas.

En la mayoría de los nuevos mercados eléctricos se ha utilizado un esquema de tarificación marginal, sin embargo este esquema es insuficiente para recuperar los costos de las instalaciones de transmisión, debido fundamentalmente a que los costos marginales son inferiores a los costos medios. Es por esto que se requiere de un pago complementario adicional o peaje que permita cubrir totalmente los costos. La asignación de este cargo complementario entre los usuarios de la red es hoy un tema de discusión. Esta memoria pretende mostrar y comparar tres alternativas de asignación de peajes. Los métodos comparados son: el propuesto por Bialek, el propuesto por Kirschen y el de los factores de distribución generalizados.

Para la comparación y evaluación de los tres métodos, se simularon éstos en tres sistemas diferentes y se realizaron comparaciones en cuanto a la contribución que cada generador aporta al flujo por las líneas de los sistemas. De estas comparaciones se obtuvieron comentarios en términos de las semejanzas y diferencias de los resultados y ventajas y desventajas entre ellos.

El trabajo no tiene por objetivo establecer cuál metodología es mejor, sino que comparar los resultados que se obtienen entre ellos. Esto debido principalmente a que no es posible discutir la veracidad de los principios en que se basan los tres métodos en estudio.

Como resultado del estudio se concluyó que existen diferencias entre los tres métodos principalmente entre los de Bialek y Kirschen con respecto a los factores GGDF.

Con ninguno de los tres métodos fue factible dar solución a la contribución de flujos de aquellos generadores que alimentan cargas locales mayores que su inyección.

I. INTRODUCCIÓN

Los cambios a nivel mundial que se han desarrollado en el sector eléctrico en los últimos veinte años, han cambiado el estilo de negocio eléctrico, derivando desde un sistema centralizado con una industria verticalmente integrada a una industria basada en la competencia conformada como un mercado eléctrico. Chile ha sido uno de los países pioneros en este proceso de transformación.

Este nuevo esquema ha colocado al sector de la transmisión como un factor importante en el mercado eléctrico, ya que la obligatoriedad de conexión y libre acceso a las redes que estos cambios han originado, han permitido la competencia a nivel generación permitiendo que éstos lleven su energía a los centros de consumo y los consumidores por su parte puedan acceder a la energía en un ambiente de competencia.

Las características de economías de ámbito y escala presentes en la transmisión, es decir que el costo medio de una línea de gran tamaño es inferior al de una de tamaño menor, hacen de este sector un monopolio natural que requiere de ser regulado de manera que se logre en alguna medida un grado de competencia y además defina un sistema de precios y pagos que no distorsionen las decisiones de inversión en nueva generación, las decisiones de operación de los generadores y las decisiones de demanda por parte de los consumidores.

El sistema de tarificación basado en los costos marginales, presente en la mayoría de los nuevos mercados eléctricos, resulta insuficiente para recuperar los costos totales de las instalaciones en el sector transmisión, debido principalmente a que los costos marginales son inferiores a los costos medios,

razón por la cual se debe incluir un pago o cargo complementario adicional que permita recuperar dicha diferencia.

La forma de distribuir el cargo complementario o "peaje" entre los usuarios del sistema de transmisión ha sido tema de debate a nivel académico, empresarial y legal. Cada país ha buscado su solución en concordancia con la realidad de sus sistema de transmisión. En Chile este problema no ha estado exento de dificultades, llegando incluso el conflicto a los tribunales.

Se han planteado diversos esquemas para dar solución al problema de distribución del peaje, entre los cuales se destaca aquel que considera el uso multilateral del sistema de transmisión con todos los agentes contribuyendo al financiamiento de la red, basado en un uso físico y económico de ésta, independiente de los acuerdos comerciales. Se han desarrollado otros esquemas como el de las transacciones bilaterales o "wheeling" que busca determinar el costo derivado de una transacción específica entre dos barras del sistema, algunos de estos métodos planteados son el "Postage Stamp", "Contract Path" y "MW- mile allocation".

Entre los esquemas de asignación del cargo complementario, aquel basado en la distribución de acuerdo al uso físico que los agentes hacen de la red, será el tema que se desarrollará en este trabajo. La dificultad de este esquema radica en la imposibilidad de identificar en forma exacta las instalaciones de transmisión que son utilizadas por cada uno de los agentes del sistema. Esto debido a que el flujo se distribuye a través de la red de acuerdo las leyes físicas las cuales no guardan relación con los contratos de abastecimiento que pueden haber entre un generador y un consumo.

En este trabajo se estudian tres metodologías planteadas para dar una aproximación a la forma en que se distribuyen los flujos por las redes y otorgar responsabilidad a los agentes del sistema por estos flujos. Estos métodos tratan de "perseguir" el flujo desde que sale de un generador hasta que llega a un consumo.

El desarrollo de este trabajo se presenta en cinco capítulos de la siguiente forma:

En el Capítulo I se hace una breve descripción de las características fundamentales de la industria de la transmisión, y la regulación que posee. Además se presentan los esquemas tarifarios de cinco países latinoamericanos que han deregularizado su industria eléctrica. Los países estudiados son: Chile, Argentina, Bolivia, Perú y Colombia. Al final del capítulo se hace una breve comparación entre los esquemas tarifarios de los cinco países analizados.

El Capítulo II se presentan algunas de las distintas metodologías que se han planteado para la tarificación de los sistemas de transmisión eléctricos, algunos de los cuales han sido planteados sólo a nivel teórico y otros han sido puestos en práctica en algunos países.

En el tercer capítulo se presentan los tres métodos que se compararán en este trabajo, mostrando sus principios y algoritmos en que se basan. Estos tres métodos son comparados de forma cuantitativa y cualitativa en el Capítulo IV en donde se presentan los comentarios y conclusiones de los resultados obtenidos.

Finalmente en el Capítulo V se presentan las conclusiones y comentarios finales del trabajo desarrollado.

1.1. Características fundamentales de los Sistemas de Transmisión

En muchos países la tendencia de los últimos períodos ha estado orientada a la desregulación de sus sistemas de potencia (Chile 1982, Argentina 1992, Perú 1993, Bolivia y Colombia 1994), de manera de dar las bases que permitan la competencia en la generación y crear así condiciones de mercado en el sector. Estos cambios están orientados en la búsqueda de una mayor eficiencia en la producción de la energía eléctrica y distribución de ésta, ofertas de menores precios, mejoras en la calidad y seguridad del producto. Para que la competencia en el sector pueda desarrollarse, es necesario que los generadores alcancen los consumos a través de la red de transmisión, para lo cual se requiere de un sistema de acceso abierto a ésta y obligatoriedad de interconexión. Estos dos últimos puntos son la base de la competencia a nivel generación.

En muchos países la desregulación del sector eléctrico ha dividido la industria en tres negocios independientes: la generación, la transmisión y la distribución.

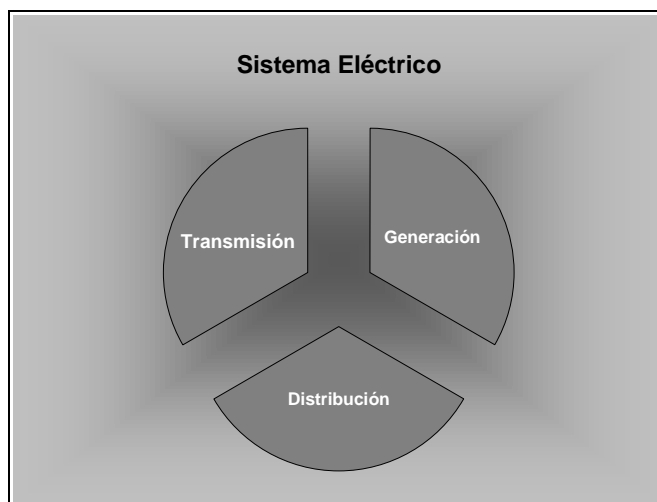


Figura 1.1: División del sector eléctrico

Dada la inexistencia de economías de escala en la generación, este sector es favorable para el desarrollo de una competencia originándose un mercado que permita obtener un producto más eficiente, de mejor calidad y a un menor precio.

Por el contrario, las economías de ámbito y escala presentes en la transmisión le dan a este sector un carácter de monopolio natural, lo que significa que se requiere de una adecuada regulación que permita favorecer algún grado de competencia y dar las señales económicas adecuadas para el desarrollo y operación del sistema de transmisión. De esta forma el sector de generación y los consumos puedan tomar decisiones económicas correctas y en forma descentralizada.

Otra característica de la transmisión es la necesidad de remunerar las grandes inversiones (líneas, transformadores y equipos de compensación) las que una vez llevadas a cabo constituyen costos hundidos. También existe la característica de la indivisibilidad debido a los voltajes estandarizados de las

líneas de transmisión y los criterios de seguridad que se deben respetar como el criterio de redundancia (criterio n-1).

La tarificación de la transmisión debe preservar la correcta asignación de recursos para los agentes del mercado. Los precios y pagos que se efectúan para la transmisión no deben interferir en las decisiones de inversión de los generadores ni las decisiones de operación de éstos. Tampoco debe distorsionar las decisiones de los consumidores conectados a la red.

Cada país ha diseñado un esquema de tarificación en la transmisión en concordancia con la realidad de cada uno, sin embargo no existen acuerdos internacionales que permitan definir cuál esquema es mejor que otro desde una perspectiva económica y técnica.

En la mayoría de los países desregulados se utiliza un esquema de tarificación marginalista, sin embargo éste no es suficiente para cubrir todos los costos que las instalaciones requieren, debido básicamente a que los costos marginales son inferiores a los costos medios dada la condición de economías de escala presentes en el negocio de la transmisión. Esto implica la necesidad de una tarifa compuesta en dos partes, además del pago marginal ya mencionado surge un pago adicional que permite recuperar los costos de la transmisión.

1.2. Marco legal de la transmisión en Chile y otros países

Tal como se señalaba anteriormente, cada país ha desarrollado su propio sistema de tarificación de acuerdo a las características de los sistemas de cada uno. En esta parte se revisan los esquemas de algunos de los países latinoamericanos dado que éstos fueron los pioneros en desregular la industria

eléctrica, formando mercados de competencia en la generación y venta de energía.

1.2.1. Chile

En Chile la producción, el transporte, la distribución, el régimen de concesiones y tarifas de la energía eléctrica y las funciones del Estado relacionadas con estas materias se rigen por la Ley general de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica decreto con fuerza de ley N° 1 (D.F.L. N° 1) Ministerio de Minería publicado en el Diario Oficial del 13 de Septiembre de 1982. [D.F.L. N°1 - Chile].

En el caso de Chile como se dijo anteriormente, el sector eléctrico está dividido en generación, transmisión y distribución. Dado que la ley no contempla la existencia de comercializadores sin capacidad instalada para la transacción de energía eléctrica, es que la comercialización de ésta es efectuada enteramente por las empresas generadoras. El negocio de la generación se desarrolla en un ambiente de libre mercado. Por otra parte la ley resguarda el libre acceso a los sistemas de transmisión que hagan uso de servidumbres y bienes nacionales de uso público previo requerimiento de concesión. De esta forma se asegura (en la medida que exista capacidad) el libre acceso a la transmisión permitiendo así el desarrollo de un mercado competitivo en el sector generación.

La ley establece que cuando una central generadora esté conectada a un sistema de transmisión perteneciente a un tercero y éstas se encuentren dentro del *área de influencia* de la central, se entenderá que el propietario de la central hace uso efectivo de dichas instalaciones, independientemente del lugar y de la forma en que se comercializan los aportes de potencia y energía que aquella

efectúa y, por lo tanto, debe pagar a su dueño por el uso de éstas. El área de influencia es definido por la ley chilena como : "el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema eléctrico, directa y necesariamente afectado por la inyección de potencia y energía de una central generadora".

Los propietarios de las instalaciones de transmisión involucradas en el uso de las centrales generadores están en derecho de percibir una retribución compuesta por el ingreso tarifario (IT), el peaje básico y, si corresponde, un peaje adicional. Estos pagos aseguran a los dueños de los sistemas de transmisión la retribución del costo de inversión de las instalaciones en forma de valor nuevo de reemplazo, (VNR) y los costos de operación y mantenimiento, (COYM).

El ingreso tarifario queda definido en la ley como la cantidad que percibe el dueño de las instalaciones de transmisión involucradas correspondiente a la diferencia que se produzcan en la aplicación de los precios de nudo en cada barra del área de influencia para las inyecciones y retiros de potencia y energía en dichos nudos.

Por su parte el peaje básico se define como el monto que resulta de la suma de la anualidad del valor nuevo de reemplazo (AVNR) de las instalaciones, costos de operación y mantenimiento (COYM), descontando el ingreso tarifario anual. En resumen el peaje básico queda definido por la siguiente expresión:

$$\text{Peaje básico} = AVNR + COYM - IT \quad (1.1)$$

Este peaje básico será prorrateado entre los usuarios de la instalación "j" de acuerdo a la potencia máxima transitada por el interesado "i" respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios de dichas instalaciones y obras. En resumen se prorratea de acuerdo a la siguiente relación:

$$C_{i,j} = \frac{P^{MAX}_{i,j}}{\sum_i P^{MAX}_{i,j}} \quad (1.2)$$

De acuerdo a lo que la ley señala los generadores que se encuentran conectados a un sistema de transmisión, y cuya área de influencia incluyen instalaciones de un tercero deberán pagar el peaje básico, independiente de la cantidad y del lugar en que se comercialice su potencia y energía.

La ley estipula que los propietarios de las instalaciones de transmisión deberán calcular los VNR y COYM aplicables para el caso de peajes. Estos valores serán actualizados en un período de cinco años. Para determinar la anualidad de las inversiones comprometidas en líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas se considerará el valor nuevo de reemplazo de todas ellas; con una vida útil de treinta años, y una tasa de actualización (10%) igual a la última que se hubiere utilizado para el cálculo de los precios de nudo que efectúa la Comisión Nacional de Energía (CNE).

El propietario de la central generadora que paga las anualidades de peaje básico, posee el derecho de retirar electricidad, sin pagos adicionales, en todos los nudos del sistema ubicado dentro de su área de influencia. Asimismo, le dará derecho a retirar electricidad, sin pagos adicionales, en todos los nudos desde los cuales, en condiciones típicas de operación del sistema, se produzcan transmisiones físicas netas hacia el área de influencia.

Si el propietario de la central desea comercializar energía o potencia fuera de su área de influencia, deberá pagar un peaje adicional al dueño de las instalaciones involucradas. Este peaje adicional se calcula de la misma forma que el peaje básico, pero se relaciona con las instalaciones adicionales para efectuar el suministro. Al igual que el peaje básico, el peaje adicional se prorroga de acuerdo a la potencia máxima transitada debido al generador, con respecto al total de la potencia transitada debido a todos los usuarios de la instalación.

1.2.2. Argentina

El mercado eléctrico argentino se encuentra regulado por la Ley N°24065 del 16 de enero de 1992 [Ley N°24065 - Argentina].

Al igual que en el resto de los países en que existe un mercado libre en el sector generación y con el propósito de reducir barreras a la entrada en la generación y comercialización de la energía eléctrica se ha establecido que el propietario de las instalaciones de transmisión está obligado a otorgar libre acceso a sus instalaciones a terceros, mediante el pago de peajes.

La ley argentina prohíbe a las empresas de transporte comprar y vender energía eléctrica. De la misma forma la ley impide que las empresas generadoras o de distribución sean propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) es el organismo regulador del mercado eléctrico en Argentina, depende directamente de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, este organismo deberá llevar a cabo todas las medidas necesarias para cumplir

los objetivos en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, entre las cuales se cuentan: proteger adecuadamente los derechos de los usuarios; promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo; garantizar el libre acceso al sistema de transporte de electricidad; prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria; regular las actividades del transporte para asegurar que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables; establecer las bases para el cálculo de las tarifas de los contratos que otorguen concesiones a transportistas y controlar que las tarifas sean aplicadas de conformidad con las correspondientes concesiones y con las disposiciones de esta ley.

El sistema de transmisión argentino es tarifado a través de dos componentes: un ingreso fijo y uno variable.

Entre los ingresos fijos se contemplan:

- Cargos por conexión, originados por los equipos de conexión y transformación necesarios para conectar a los usuarios del sistema de transmisión. Este cargo es prorrateado entre los usuarios de acuerdo a la potencia máxima requerida por instalación.
- Remuneración por Energía Eléctrica Transportada (RAEET). Este cargo contempla un monto fijo, que es pagado anualmente en doce cuotas mensuales.

Entre los ingresos variables se contemplan:

- Remuneración por Capacidad de Transporte (RTCT). Este pago corresponde al monto referente a las instalaciones de interconexión entre los

nodos del sistema. Este monto considera un cargo por los costos de operación y mantenimiento.

- Recaudación Variable Total por Transporte de Energía (RVTE). Este corresponde a la diferencia entre el valor de la energía en el nodo de retiro y el de inyección. Los precios en los distintos nodos quedan definidos de acuerdo al valor marginal de las pérdidas originadas en la transmisión. Este cargo es el equivalente al Ingreso Tarifario de Energía de otros países.

- Recaudación Variable por Potencia Vinculada (RVTP). Esta cantidad corresponde a la diferencia entre el monto que pagan por potencia los consumidores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y lo presupuestado en la programación estacional que deben obtener los generadores por la venta de potencia.

- Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada (RVT). Este monto corresponde a la suma de la Recaudación Variable Total por Transporte de Energía (RVTE) y la recaudación Variable por Potencia Vinculada (RVTP).

- En caso de existir restricciones de capacidad, se acumulan en una cuenta de excedentes la diferencia entre la remuneración de la empresa concesionaria y los que corresponde pagar a los usuarios. La cual es llamada Cuenta de Apartamientos (SCAP).

La forma de pagos es la siguiente: los dueños de las instalaciones de transmisión reciben de los usuarios el cargo complementario, el cual contempla la suma de la Remuneración por Energía Eléctrica Transportada (RAEET) y la Remuneración por Capacidad de Transporte (RTCT), descontando la Recaudación por Ingresos variables (RVT) y el monto de la Cuenta de apartamientos (SCAP). El cargo complementario es prorrateado según la participación marginal del usuario, analizando el área de influencia tanto para generadores como para consumos.

En Argentina la expansión del sistema de transmisión se ha definido en tres modalidades :

La primera a través de un concurso público, el cual requiere aprobación del Ente Nacional Regulador de Energía Eléctrica, previa audiencia pública y siempre que no exista una oposición que supere el 30% de los beneficiarios. La construcción de estas líneas debe hacerse a través de licitación pública y su costo es cubierto por ingresos resultantes de la aplicación del sistema vigente para todas las líneas además de un canon compartido por todos los beneficiarios de ella.

Otra alternativa es a través de contrato entre partes. Esta alternativa también requiere aprobación del ente regulador, pero no puede ser vetada por una parte de los beneficiarios. La construcción puede ser acordada entre las partes y no existe canon.

La tercera alternativa corresponde a las líneas de dedicación exclusiva, en estas el costo total es pagado por el propietario, lo que no obliga a dar libre acceso y requiere sólo la aprobación del Poder Ejecutivo.

1.2.3. Bolivia

El sector eléctrico en Bolivia está regulado por la Ley de Electricidad No 1604 del 21 de diciembre de 1994 y los Reglamentos de Operación del Mercado Eléctrico, de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales, de Uso de Bienes de Dominio Público y Constitución de Servidumbres, de Precios y Tarifas, de Calidad de Distribución, de Infracciones y Sanciones y de Calidad de la Transmisión [Ley N°.1604 - Bolivia]. El organismo con jurisdicción nacional que cumple la función de regulación de las actividades de la Industria Eléctrica

es la Superintendencia de Electricidad. Este organismo posee entre otras funciones proteger los derechos de los consumidores; asegurar que las actividades de la Industria Eléctrica cumplan con las disposiciones antimonopólicas y de defensa del consumidor; otorgar Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales y enmendarlas; imponer las Servidumbres necesarias para el ejercicio de la Industria Eléctrica; aplicar los procedimientos de cálculo de precios y tarifas para las actividades de Generación, Transmisión y Distribución; supervisar el funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), establecido en la ley, de los procedimientos empleados y los resultados obtenidos.

Por otra parte la ley boliviana establece que las empresas eléctricas en el Sistema Interconectado Nacional deberán estar desagregadas en empresas de Generación, Transmisión y Distribución y dedicadas a una sola de estas actividades. Vale decir ninguna empresa eléctrica de generación o distribución puede poseer algún porcentaje del capital social de cualquier empresa de transmisión, al igual ninguna empresa de transmisión puede poseer porcentaje alguno de una empresa de generación o distribución.

La ley boliviana señala que el sistema de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional operará bajo la modalidad de acceso abierto permitiendo así que toda persona que realice actividades de la Industria Eléctrica o consumidor no regulado, utilice las instalaciones de las empresas de transmisión para el transporte de electricidad de un punto a otro, sujeto a un pago correspondiente, el cual será aprobado de acuerdo a reglamento.

El responsable de la coordinación de la generación, transmisión y despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional es el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), el cual planifica la operación

integrada del Sistema Interconectado Nacional y calcula los precios de nodo del Sistema Interconectado Nacional, entre otras funciones. Todas aquellas nuevas instalaciones o ampliaciones al sistema de transmisión deben ser informadas por las empresas dueñas del Sistema Troncal de Interconexión al CNDC para la aprobación de la Superintendencia de Electricidad.

La ley establece un precio máximo de transmisión el que debe ser pagado por los generadores conectados al Sistema Troncal de Interconexión, el cual deberá cubrir el costo total de transmisión, que comprende la anualidad de la inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración de Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA). La remuneración del transmisor está basada en una tasa de descuento del 10% y un período de 30 años de vida útil para los costos de inversión y 3% para los costos de operación, mantenimiento y administración. Los precios son aprobados semestralmente por la Superintendencia de Electricidad para cada tramo del sistema, sobre la base de un costo de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA), que ha sido fijado para las instalaciones existentes sobre la base de un estudio de consultoría externo, aprobado por la Superintendencia de Electricidad.

El precio máximo de transmisión está compuesto por el ingreso tarifario y un peaje.

El ingreso tarifario se obtiene como la diferencia entre los retiros valorizados de energía y potencia de punta, menos las inyecciones valorizadas a costo marginal de cada generador correspondientes a energía y potencia de punta. Este valor es determinado por el CNDC.

El peaje es calculado como la suma de la anualidad del costo de inversión, más los costos de operación y mantenimiento, descontado el ingreso tarifario anual. Este peaje es prorrateado entre los generadores del sistema de acuerdo al uso que hacen de éste, uso que puede ser atribuible tanto a generadores como a consumos.

El uso que los generadores hacen del sistema de transmisión es definido de acuerdo al concepto de área de influencia. Ésta es definida como el conjunto de instalaciones del Sistema Interconectado Troncal que ven incrementado su flujo de energía cuando una central generadora aumenta su energía aportada al sistema.

El peaje calculado para cada generador por hacer uso de un determinado tramo del sistema de transmisión, es calculado considerando todas aquellas centrales que poseen a ese tramo dentro de su área de influencia. El peaje se prorratea entre estos generadores calculando un factor C_i de participación de acuerdo a la "potencia firme" de éste. Por ejemplo para un generador i , el factor se calcula como:

$$C_i = \frac{\text{Potencia firme } i}{\sum_j \text{Potencia firme } j} \quad (1.3)$$

En la ley se establece que si un tramo del sistema de transmisión es propiedad de más de un agente, el peaje se distribuye en proporción a la capacidad de transporte que aporta cada uno de los dueños del tramo.

1.2.4. Perú

En Perú, el mercado eléctrico se encuentra regulado por la Ley de Concesiones Eléctricas [Decreto de Ley N° 25844 - Perú]. El mercado eléctrico peruano se encuentra dividido en generación, transmisión y distribución. Para que la competencia tenga lugar en la generación, la ley peruana establece en su Artículo 33° que " los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso ". De esta forma se resguarda por un sistema de libre acceso en los sistemas de transmisión.

Los propietarios de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas conformarán un organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con el propósito de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Dentro de las funciones que el COES desempeña se encuentran: planificar la operación del sistema interconectado, controlar el cumplimiento de los programas de operación y mantenimiento de las instalaciones, calcular los costos marginales de corto plazo, calcular para cada unidad generadora la potencia y energía firme, garantizar a sus integrantes al compra o venta de energía a costo marginal de corto plazo del sistema y garantizar a todos los integrantes la venta de su potencia contratada a precio regulado.

La venta de energía eléctrica a un concesionario de distribución se efectuarán a Tarifas en Barras, las cuales serán fijadas semestralmente por la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE). Para la fijación de tarifas en barra, cada COES efectúa los cálculos proyectando la demanda para los próximos cuarenta

y ocho meses y determina un programa de obras de generación y transmisión. Además calcula los costos marginales esperados de corto plazo de energía del sistema para determinar el precio básico de la energía por bloques horarios.

Los generadores conectados al sistema principal, que es aquel que permite comercializar potencia y energía en cualquier barra del sistema, pagan mensualmente al dueño estas instalaciones una compensación para cubrir el costo total de transmisión. Este costo comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del " Sistema Económicamente Adaptado", el cual está definido en la ley peruana como:

"Aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio".

La anualidad de la inversión es calculada considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, su vida útil y una tasa de actualización de un 12%.

La compensación dada por los generadores a los dueños del sistema de transmisión es abonada en dos partes a través del Ingreso Tarifario y un Peaje por Conexión. El Ingreso Tarifario es calculado en función a la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra. Por su parte el Peaje por Conexión se calcula como la diferencia entre el costo total de transmisión y el Ingreso Tarifario. Este peaje es pagado por los generadores en proporción a su "potencia firme". La potencia firme es definida por la ley peruana como:

"potencia que puede suministrar cada unidad generadora en las horas de punta con alta seguridad , con una probabilidad superior o igual a la definida en reglamento"

La Comisión de Tarifas Eléctricas fija anualmente el Peaje por Conexión y su respectiva fórmula de reajuste mensual, calculando el costo total de transmisión; tomando en cuenta el Ingreso Tarifario esperado, que le proporciona el respectivo COES.

Además de los sistemas Principales, la ley peruana define los Sistemas Secundarios como aquellos que permiten a los generadores conectarse al Sistema Principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas. Si un generador suministra energía eléctrica en barras ubicadas en el Sistema Secundario de transmisión o utilizando instalaciones de un concesionario de distribución, debe pagar a sus propietarios las compensaciones por el uso de dichas instalaciones, las cuales cubren el costo medio de eficiencia de tales sistemas y no se pagan si el flujo es en sentido contrario al flujo preponderante de energía.

1.2.5. Colombia

La industria eléctrica colombiana se encuentra regulada por la Ley Eléctrica N°143 [Ley 143 - Colombia] y las resoluciones de Disposiciones Generales de Servicios Eléctricos [Resolución CREG 56/94 del 28-dic-94], Reglamento de Transporte en el Sistema Nacional [Resolución CREG 1/94 del 2-nov-94], Reglamento de Acceso y Uso de los Sistemas de Transmisión [Resolución CREG 2/94 del 2-nov-94] y la Disposiciones sobre Tarifas de Energía Eléctrica [Resolución CREG 55/95 del 20-nov-95].

La regulación del sector eléctrico colombiano se encuentra a cargo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas la cual tiene entre otras funciones: resguardar que se cumplan las condiciones para una libre competencia en el sector generación, definir la metodología para el cálculo de las tarifas por el

acceso y uso de las redes eléctricas, definir la metodología para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados del servicio de electricidad, fijar las tarifas de venta de electricidad para los usuarios finales regulados, definir mediante arbitraje los conflictos que se presenten entre los diferentes agentes económicos que participen en las actividades del sector en cuanto a interpretación de los acuerdos operativos y comerciales.

En Colombia la ley establece que el servicio de transmisión de energía por el sistema de transmisión nacional será prestado por las empresas transportadoras. Éstos serán los encargados de la operación y mantenimiento de sus líneas y equipos. Los transportadores de energía eléctrica están obligados a permitir el libre acceso a las redes de su propiedad de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, de manera tal de facilitar la libre competencia en el mercado mayorista de energía eléctrica. Además se establece que la empresa encargada del servicio de interconexión nacional, no podrá participar en actividades de generación, comercialización y distribución de electricidad.

En el esquema colombiano existe un agente extra con respecto a los otros países analizados. Existe el comercializador, el cual se define en la ley colombiana como " persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica " vale decir su actividad principal es " la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales".

Los encargados de pagar a los dueños de las instalaciones de transporte de energía, los cargos por el uso del sistema de transmisión nacional son los generadores y comercializadores. Estos cargos por el acceso y uso de las redes deben incluir un cargo de conexión que cubrirá los costos de la conexión del

usuario a la red de interconexión, un cargo fijo asociado a los servicios de interconexión correspondientes al 15% de los ingresos regulados del sistema de transmisión y un cargo variable, asociado a los servicios de transporte de energía.

Los cargos de conexión se calculan a partir de un inventario de los activos que conectan las empresas de distribución al Sistema de Transmisión Nacional, valorados a precios de reposición con costos unitarios representativos y actualizados. Para cada empresa se calcula el costo anual equivalente de estos activos utilizando una tasa de descuento del 10% anual y una vida útil de 25 años. Los costos anuales de administración, operación y mantenimiento se estiman como un 2% del costo total de los activos.

Para la aplicación de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional los cargos máximos por uso del sistema se dividen según zonas y subzonas definidas en la ley.

A los generadores se les facturan los cargos por uso del sistema con pagos anuales, por cada kW instalado que se prevea esté en servicio más de seis meses acumulados anualmente. La capacidad instalada se define en la ley como la capacidad efectiva declarada para el proceso de planeamiento operativo del sistema interconectado nacional, tomando en cuenta el tipo de planta y su localización en las zonas y subzonas eléctricas.

La facturación por uso del sistema de transmisión para los comercializadores se efectúa con base en los cargos horarios y estacionales. La demanda de cada comercializador será establecida por períodos de carga media, máxima y mínima, en un mes.

Los cargos por uso de la red se determinan a partir de los costos (o beneficios en caso de no significar una nueva inversión en la red) nodales incrementales en la siguiente forma:

Para los generadores se establecen cargos por kW instalado, obtenidos como el cociente entre el costo (beneficio) promedio anual de transmisión que origina la inyección de generación (estimado según el despacho de la central bajo cada escenario de exigencia y nivel de la demanda) y la capacidad instalada.

Para los comercializadores se establecen cargos por kWh de demanda en cada nodo y bajo cada escenario de exigencia y nivel de demanda calculados como la relación entre el costo (beneficio) de transmisión que origina la extracción de potencia en cada período y la demanda de energía correspondiente.

La metodología para el cálculo de cargos por uso del sistema de transmisión nacional se basa en la estimación de los costos que los usuarios le imponen a la red en períodos de máxima exigencia, calculados a partir de los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red mínima capaz de manejar los flujos máximos que se ocasionan en tales períodos. Este cargo se divide en una componente fija y otra variable.

La determinación de los cargos por uso del sistema de transmisión en el sistema colombiano utiliza costos unitarios de transmisión (\$/MW-km) para cada rama del sistema, considerando costos de reposición y mantenimientos mayores del sistema.

La metodología consiste en el planteamiento de escenarios de exigencia para la transmisión de potencia por la red. Se utilizan cinco escenarios representativos de las condiciones extremas de operación del sistema

hidrotérmico colombiano, con despachos factibles que causen la mayor exigencia en las líneas de transmisión.

Para determinar las transferencias máximas que se presentan bajo cada escenario deben simularse flujos de carga en función de los posibles despachos que puedan presentarse. Para cada escenario estudiado y para tres condiciones de carga (máxima, media y mínima) se determinan los flujos que se presentan en la red. Para cada línea se elige el flujo máximo entre los quince casos (cinco escenarios y tres condiciones de carga), el cual se utiliza para dimensionar la red mínima.

La determinación de los cargos se obtiene de la evaluación de los costos nodales de transmisión mediante la solución del modelo de transmisión que optimiza la red para cumplir con las transferencias impuestas en cada enlace bajo cada uno de los escenarios de exigencia considerados.

1.2.6. Comparación de los países analizados

En los cuatro casos analizados, dan un trato diferenciado a los sectores de generación, transmisión y distribución. También en todos los casos se acepta que el sector de la generación es competitivo y que la transmisión y la distribución son monopolios naturales. Con el propósito de reducir barreras a la entrada a la generación y comercialización de la energía eléctrica se han establecido, en los países analizados, las condiciones en las cuales el propietario de instalaciones transmisión y distribución está obligado a otorgar libre acceso a sus instalaciones a terceros, mediante el pago de peajes.

En Argentina, Bolivia y Brasil se han impuesto limitaciones a la propiedad, con la intención de resguardar la competencia en el sector. Estas se refieren tanto al acceso a la propiedad simultánea en más de un sector (limitaciones a la

integración vertical al interior del sector eléctrico) y al porcentaje de participación máximo en la propiedad de un determinado segmento (limitaciones a la integración horizontal). Chile en cambio en la legislación actualmente vigente, no presenta ninguna restricción a la integración vertical, ni a la horizontal, esta es una de las deficiencias de la ley chilena, pues permite que se formen grandes conglomerados que pueden controlar todo el sector eléctrico.

El pago complementario para cubrir los costos del sistema de transmisión, llamado peaje, es prorrateado en los países analizados de diferentes formas.

En Argentina, las líneas privatizadas hundieron parte de sus costos, y perciben el ingreso correspondiente a los costos marginales de energía, ingresos por calidad de la vinculación entre extremos de la línea, además de cargos fijos destinados a rentar instalaciones de conexión y costos fijos de operación. Los nuevos sistemas logran financiarse mediante el pago de un canon por parte de los beneficiarios (generadores y consumidores), el cual resulta de una licitación pública.

En Bolivia, se determinan áreas de influencia de responsabilidad de generadores y/o consumidores. El valor máximo es calculado por la autoridad considerando un sistema adaptado. En el precio regulado se incluye el cargo que es responsabilidad del consumo. Los generadores pagan su parte correspondiente en proporción a su potencia firme.

En Chile, se define un área de influencia para cada generador. El pago del peaje en las líneas que son área de influencia de varios generadores se reparte en proporción a la potencia máxima transitada. Las líneas que no pertenecen al área de influencia de ningún generador deben ser pagadas por los generadores que abastecen a los consumidores conectados a ellas. La metodología para el

cálculo de los peajes esta determinada en la ley, pero tanto la proporción ha pagar como el valor de las instalaciones está sujeto a acuerdo entre las partes o arbitraje. Los precios regulados no incluyen peajes.

En Colombia se calculan, para cada nudo, cargos por conexión y por uso, sin considerar la señal dada por las pérdidas marginales. Los generadores pagan por inyectar potencia a la red y los comercializadores por retirar energía. Los cargos deben ser tales que un 50% del costo anual de la red sea pagado por generadores y un 50% por comercializadores.

En el caso peruano se distinguen el sistema de transmisión principal y el sistema de transmisión secundario. El sistema principal está constituido por instalaciones que tienen por fin la interconexión, en la que se producen intercambios entre generadores y libre comercialización de la energía eléctrica. El pago al sistema principal se basa en los costos de inversión y operación de un sistema económicamente adaptado. El peaje anual está regulado y es pagado por todos los generadores en proporción al reconocimiento de potencia firme. El sistema secundario en tanto, está asociado a roles de conexión de generadores al sistema principal y de suministro a clientes a partir de éste. Su pago es negociado entre las partes. El peaje se agrega al cargo por potencia cobrado a los clientes regulados.

II. SISTEMAS DE TARIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

En los sistemas eléctricos tradicionales las empresas eléctricas se encontraban verticalmente integradas, utilizando en forma exclusiva sus redes de transporte de energía eléctrica. Los costos de estas redes eran pagados, por lo general, por sus clientes o usuarios finales mediante esquemas tarifarios muy sencillos, siendo sumado sin más al resto del costo de suministro eléctrico.

El monopolio en el sector del transporte de energía fue debilitándose en la medida que las empresas eléctricas fueron interconectándose e intercambiando energía. Es así como surgen en EE.UU. las transacciones o "wheeling" entre empresas que comercializaban energía a través de la red de un tercero. En la medida que el número y la magnitud de las transacciones fue aumentando, los métodos para asignar parte de los costos del servicio de transmisión, al principio muy sencillos, fueron siendo cada vez más complejos.

Luego con la apertura de los mercados de los sistemas eléctricos y la mayor importancia que cobraron las transacciones entre empresas eléctricas, los métodos de asignación de costos hasta ese momento usados dejaron de ser útiles. Además la liberalización de los sistemas eléctricos trajo consigo el concepto de libre acceso a la red que posee todo agente del sistema (generador o consumo) con lo cual se hizo necesario cobrar un peaje por el uso del servicio de red.

En este capítulo se presentan los métodos que se han ido aplicando, que se aplican actualmente y los que se han propuesto para fijar las tarifas de una red de transporte de energía entre los agentes que utilizan el servicio [Rudnick, 2000]. De lo observado y recogido a través de la bibliografía, en la mayoría de los análisis sobre las metodologías existentes, se concluye que en general no existe un

procedimiento que sea aplicable a cualquier sistema, sino que en la mayoría de los casos se ha visto que cada sistema adopta un procedimiento específico y adaptado a sus características particulares.

En el capítulo se presentan de forma general los métodos más estudiados de financiamiento del sistema de transmisión. Éstos son la tarificación mediante transacciones Wheeling, tarificación a costo marginal de largo plazo y la tarificación a costo marginal de corto plazo.

2.1. Peajes o Transacciones " Wheeling "

Se denomina "wheeling" al transporte de energía eléctrica desde una entidad vendedora a una compradora (siendo en principio ambos verticalmente integrados) utilizando una red de transmisión perteneciente a un tercero (el wheeler). El pago o peaje se basa en un precio unitario por KWh de energía suministrada más un posible término adicional de pérdidas. El wheeling tuvo su origen en EE.UU. siendo inicialmente voluntario, pero luego y debido a que su aplicación suponía una mejora en la eficiencia económica llegó a declararse obligatorio (mandatory wheeling).

Se distinguen tres formas de transacciones wheeling y peajes: Rolled in allocation, Red line allocation y Mega Watt mille allocation.

2.1.1. Rolled in allocation

En esta metodología los costos totales de la red se agregan en espacio y tiempo, para ello los costos se asignan a un flujo de potencia específico en proporción a una medida de utilización de la red como puede ser la demanda en punta o la energía total.

A continuación se presentan algunas formas en las que se puede dar esta metodología de asignación de costos de transmisión.

2.1.1.1. Sellos de correos (Postage Stamp)

Este método de tarificación de los costos de transporte de energía es uno de los más sencillos, corresponde a la aplicación de una simple tarifa basada en los costos medios. Para su cálculo se toma el costo total del servicio de transporte y se divide por la medida del uso que cada agente hace de la red. La tarifa en este método es totalmente independiente del lugar en que se inyecta la potencia, ya sea cerca o lejos de los consumos. A cada MW se le impone un peaje que es igual para todos los nudos del sistema.

Para medir el "uso" del sistema, se puede considerar la potencia (MW) consumida o generada en una determinada barra del sistema y en un determinado momento, o se puede considerar la energía (MWh) efectivamente consumida o generada. En cualquiera de los dos casos se debe especificar bien el momento en el cual se hace la medida.

En [Shimohammadi, et al., 1994] se describe una de las formas más comunes de aplicación de este método. En esta metodología se define la proporción que paga cada transacción o wheeling, la cual queda definida por la magnitud de potencia transada y medida en la punta del sistema. La ecuación que se presenta en ese paper es la siguiente:

$$R_t = TC \cdot \frac{P_t}{P_{Max}} \quad (2.1)$$

en que:

- R_t : precio por la transacción t
TC : costo total del servicio de transporte
 P_t : potencia máxima suministrada en la transacción t
 P_{Max} : potencia máxima del sistema en total

La aplicación natural de este método es la de utilizar la potencia inyectada por los generadores y la retirada por los consumos en un momento determinado de funcionamiento del sistema.

Este método ha sido ampliamente utilizado en los EE.UU. donde se cobra un peaje basado en \$/kW por cada unidad de potencia inyectada o retirada de cada nudo del sistema en el momento en que se produce la punta de éste.

2.1.1.2. Método incremental

En este método, utilizado generalmente por empresas verticalmente integradas, se pretende estipular un precio diferente para los dos tipos de agentes a los cuales la compañía sirve. Por un lado a sus clientes cautivos y por otro a otras compañías que deseen transmitir energía a través de sus sistemas de redes. Es decir existe un costo asociado al suministro de la demanda propia y otro, normalmente mayor al anterior, si se presta un servicio de wheeling.

El principio de este método es el de comparar las dos situaciones (con o sin transacciones adicionales) de manera de establecer la diferencia en costos que significa el hecho de permitir la transacción. Una vez calculada esta diferencia de costo, ésta se utiliza para establecer un peaje (similar al del sello de correos) para grabar esta transacción y así la empresa transmisora pueda recuperar el costo adicional que le significa permitir esa transacción.

2.1.2. Red line allocation o Contract Path allocation

Este método tiene su origen en EE.UU. donde ha sido utilizado frecuentemente. El método calcula el costo de un determinado servicio de transmisión basándose en un supuesto camino que debe recorrer la energía desde el punto de suministro hasta el punto de consumo. El trayecto que toma la energía entre esos dos puntos es señalado por mutuo acuerdo entre las partes involucradas. Vale decir comprador y transmisor se ponen de acuerdo sobre el camino más "lógico" que el flujo de energía debería seguir a través de la red.

Esta metodología no considera las condiciones de operación del sistema.

Mediante el siguiente ejemplo presentado en [Rubio Odériz 1999] se muestra la metodología de Red line allocation.

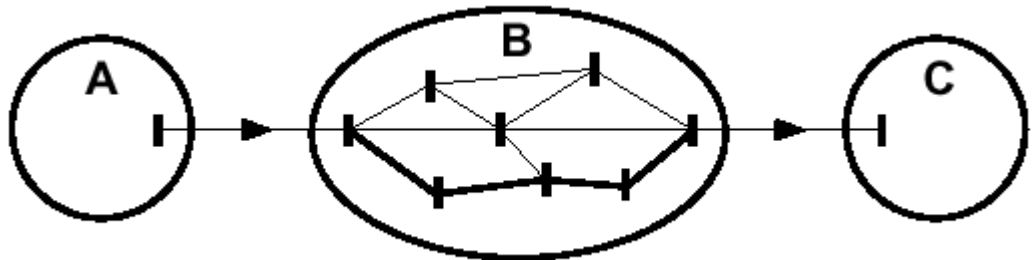


Figura 2.1. Ejemplo de Contract Path con un único sistema

En el ejemplo existe un único sistema entre el sistema comprador (C) y el vendedor (A). Ambas compañías necesitan la red B para realizar la transacción. Para establecer el peaje las tres compañías se ponen de acuerdo en el recorrido lógico que efectuará la energía. Este camino se encuentra representado en la figura mediante una línea de trazos grueso.

Una vez que se ha elegido el camino que sigue la energía, se calculan los costos de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones que forman ese recorrido. Este costo se prorratea en función del flujo real que circula por ese camino y el flujo que se le supone a la transacción entre A y C, con lo que establece el peaje que debe pagarse por esa transacción.

2.1.3. Mega Watt Mille allocation

Este método trata de reflejar, además de la incidencia que sobre los flujos de la red tienen las transacciones, la "cantidad" de red que es necesario utilizar para tal efecto. Es decir, trata de reflejar el problema de que no es lo mismo transportar 10 MW a 10 km que la misma potencia a 100 km; la utilización de la red no es la misma y por lo tanto debe tomarse en cuenta.

El método se basa en la medida del MW-Milla como forma de comparar la utilización de la red que hace cada transacción. Para ello, lo primero que se requiere es disponer de un caso base, en el cual se represente mediante un flujo DC una situación significativa de operación del sistema, y que por supuesto incluya las transacciones wheeling que se desean analizar. Del flujo DC se obtienen los flujos por cada línea del sistema. Como se conocen además las longitudes de cada rama, se multiplica cada flujo por la longitud correspondiente de la línea obteniéndose los MW-km (utilizando Km en vez de Millas). De la suma de todas esas cantidades se obtiene un total de MW-km asociados al caso base.

Luego se debe eliminar la transacción wheeling que se desea evaluar, y calcular un nuevo flujo de potencia. Se multiplican nuevamente todos los flujos por los largos de las líneas y se suman las cantidades obtenidas. De la resta de las sumas del caso base y del caso sin la transacción, se obtienen los MW-km que son imputables a la transacción en estudio.

Por último para calcular el peaje de la transacción, se necesita costo de la red en el caso base. Este costo incluye normalmente los conceptos de inversión, operación y mantenimiento. El peaje se prorratea de acuerdo a la proporción que resulta de los MW-km de la transacción con respecto a los MW-km del caso base.

En [Shirmohammadi, et al., 1989] se describe el método, que fue creado por el autor del paper, el cual se presenta a continuación.

El costo de una línea de transmisión i de largo L_i se describe como:

$$H_i = g_i \cdot L_i \quad (2.2)$$

donde g_i corresponde a una función que relaciona el voltaje de la línea V_i , ubicación, fecha de construcción, y conductor utilizado (h_i). De esta forma se obtiene:

$$H_i = h_i \cdot V_i \cdot L_i \quad (2.3)$$

Dependiendo del voltaje, grosor y tipo de conductor, la capacidad de la línea se puede expresar como:

$$Q_i = s_i \cdot V_i^2 \quad (2.4)$$

Entonces, el costo por MW de capacidad de la línea de transmisión i queda expresada por:

$$IC_i = \frac{H_i}{Q_i} = \frac{h_i}{s_i \cdot V_i} \cdot L_i = w_i \cdot L_i \quad (2.5)$$

La proporción del costo de una transacción t específica cuyo flujo asociado es $MW_{t,i}$ sobre una línea i se expresa como:

$$CP_{t,i} = IC_i \cdot MW_{t,i} \quad (2.6)$$

El costo total asociado a la transacción t para la red completa será:

$$CT_t = \sum_i CP_{t,i} = \sum_i w_i \cdot MW_{t,i} \cdot L_i \quad (2.7)$$

El costo total recaudado por la compañía que entrega el servicio de transmisión queda determinado por el costo total de capacidad de la red (TC), el cual se expresa como:

$$TC = K \cdot \sum_t CT_t \quad (2.8)$$

el término K corresponde a los costos no cubiertos en el cálculo de C_t , tales como los costos de administración, operación, mantenimiento e impuestos, los que se suponen proporcionales al costo de la línea.

El costo de capacidad de la línea de transmisión asociado a la transacción t queda expresado como:

$$TC_t = TC \cdot \frac{CT_t}{\sum_t CT_t} \quad (2.9)$$

El método propuesto relaciona los costos de transmisión a través de la red con la capacidad de la línea, el largo de ésta y la potencia transmitida (Ec. 2.7). De esta forma se obtiene:

$$TC_t = TC \cdot \frac{MWMILE_t}{\sum_t MWMILE_t} \quad (2.10)$$

en que :

$$MWMILE_t = \sum_i w_i \cdot MW_{t,i} \cdot L_i \quad (2.11)$$

donde:

w_i : costo por unidad de capacidad de transporte

$MW_{t,i}$: flujo por la línea i asociado a la transacción t

L_i : largo de la línea i

TC_t : costo de la transmisión asociado a la transacción t

TC : costo total de transmisión.

2.2. Tarificación a costo marginal de largo plazo

Este método [Calviou, et al., 1993] es utilizado actualmente por la empresa de transporte de energía eléctrica en Inglaterra y Gales, la National Grid Company.

El método está basado en el cálculo de los costos marginales de largo plazo. El procedimiento de cálculo comienza con el dimensionamiento de la "red mínima" necesaria para poder suministrar toda la demanda. Para este, se determina la expansión óptima de la red frente a cambios en la demanda y la generación, considerando distintos escenarios en el largo plazo. El problema de optimización que se debe resolver es el siguiente:

Minimizar

$$\sum_i \sum_j c_{ij} \cdot cap_{ij} \quad (2.12)$$

Sujeto a:

$$\sum_j b_{ij} \cdot (\theta_i - \theta_j) = P_i \quad (2.13)$$

$$|Flujo_{ij}| \leq cap_{ij} \quad \text{dada una contingencia} \quad (2.14)$$

donde:

c_{ij} : costo unitario de la línea ij

b_{ij} : susceptancia del circuito ij

θ_i : ángulo de la tensión en la barra i

P_i : potencia activa en la barra i

cap_{ij} : capacidad de la línea ij

Como resultado de este problema se obtiene una "red mínima" en la que la capacidad de cada línea se fija en un valor máximo considerando diversas contingencias del sistema, y asegurándose así que es capaz de soportar cualquier contingencia recogida en la reglamentación.

De la solución del problema anterior se obtienen luego los precios sombra $\frac{\partial cap_{ij}}{\partial P_k}$ para cada línea y barra. Estos precios sombra (multiplicadores o subproductos de un problema de optimización) expresan el impacto que sobre la capacidad de cada línea tiene la variación de la potencia inyectada en cada barra. Es decir, representa la inversión en la red que se debería realizar para poder aceptar un incremento en la potencia inyectada.

Una vez obtenidos estos precios sombra, se calculan los costos marginales en cada nodo, de la siguiente forma:

$$CMgLP_k = \sum_i \sum_j \frac{\partial cap_{ij}}{\partial P_k} \cdot c_{ij} \quad (2.15)$$

A partir de estas tarifas nodales se obtienen otras zonales, para una mayor simplicidad. Los cargos son repartidos según un porcentaje fijado arbitrariamente de un 25% para los generadores y un 75% para los consumos.

El método propuesto presenta varias simplificaciones con el fin de facilitar su cálculo, estas son:

- La generación está fija y no es obtenida a través de un despacho económico. Es decir, no contempla la posibilidad que sea más económico cambiar la generación antes que invertir en más líneas. Esto significa que la generación no compite con las nuevas instalaciones en transporte.

- No considera las pérdidas en las líneas
- Se considera continua la inversión en instalaciones de transporte
- Los parámetros eléctricos de las líneas no cambian respecto de la inversión
- Las tarifas en cada barra dependen de la elección de la barra de referencia, aunque se mantenga la diferencia relativa entre ellas.

2.3. Tarificación a costo marginal de corto plazo

En esta metodología, la retribución que percibe la red, habitualmente llamado Ingreso Tarifario, aparece de forma automática al valorar la energía de cada barra del sistema a su costo marginal. El ingreso percibido por la red corresponde a la diferencia entre los costos marginales que rigen en cada barra del sistema para las inyecciones y retiros de potencia y energía en ellas.

Los costos marginales de corto plazo representan el costo marginal de abastecer una unidad más de demanda manteniendo constante los activos fijos que conforman el sistema.

Estos costos marginales se pueden obtener mediante un despacho multinodal o con un despacho uninodal. Para el caso uninodal es necesario utilizar los factores de penalización para obtener los costos marginales en todas las barras a través del costo marginal de la barra de referencia.

Los costos marginales de corto plazo resultan del equilibrio entre la oferta y la demanda. Este punto puede calcularse mediante la resolución de un problema de optimización en el que se maximice el beneficio social neto actuando sobre dos variables de control, como son la demanda de cada barra y la generación.

De la solución del problema de optimización para un modelo de despacho multinodal, el costo marginal de corto plazo para una barra k se puede expresar como [Rudnick, et al., 1995]:

$$\rho_k = \underbrace{\gamma}_{\lambda \text{ sistema}} + \underbrace{\gamma \cdot \frac{\partial L}{\partial d_k} - \sum \mu \cdot \frac{\partial Z}{\partial d_k}}_{\lambda \text{ diferencial}} \quad (2.16)$$

en que:

d_k : demanda en la barra k

γ : multiplicador de Lagrange asociado a la ecuación de balance de potencia

μ : vector de multiplicadores de Lagrange asociado a las restricciones de red

L : pérdidas en la red

Z : restricciones (límites térmicos, límites de voltaje y reactivos, estabildades, seguridad, etc.).

El Ingreso Tarifario que se obtiene corresponde a la diferencia que se produce en la aplicación de los costos marginales en cada barra respecto de las inyecciones y retiros de potencia y de energía. Esto puede comprenderse fácilmente si se piensa que una línea es un "agente" del sistema que compra una determinada potencia en una barra a un precio y vende una potencia menor (debido a las pérdidas) en otra barra y a otro precio. En la figura siguiente se puede ver que compra una potencia P_e a un precio ρ_e , y vende P_s a un precio de ρ_s . La expresión siguiente corresponde al Ingreso Tarifario de la línea.

$$IT = P_s \cdot \rho_s - P_e \cdot \rho_e \quad (2.17)$$



Figura 2.2. Una línea como "agente" económico

En otras palabras si se ve el método desde una perspectiva de transacciones wheeling, entre una compañía A que entrega potencia a una C a través de una red perteneciente a B.

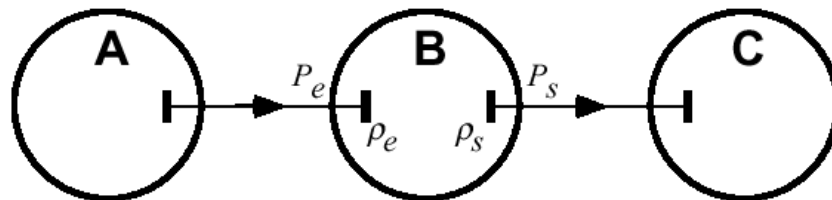


Figura 2.3. Costos marginales en transacciones wheeling

En este caso la compañía B se queda con la cantidad que resulta de restar la potencia retirada por C (P_s) del sistema B a un precio ρ_s , menos la potencia inyectada por A en el sistema B (P_e) al precio de la barra correspondiente (ρ_e). Esto es como si B comprara la energía en un punto de su sistema y la vendiera en otro.

Existe un Ingreso Tarifario por potencia y otro por energía, la suma de ambos entrega el Ingreso Tarifario Total.

$$IT = IT_{potencia} + IT_{energía} \quad (2.18)$$

2.3.1. Ingreso Tarifario por Potencia

Si se toma de ejemplo un sistema como el mostrado en la figura 2.4 el Ingreso Tarifario por potencia para un análisis multinodal se tiene:

$$IT_{potencia} = P_i \cdot Precio_i - P_j \cdot Precio_j \quad (2.19)$$

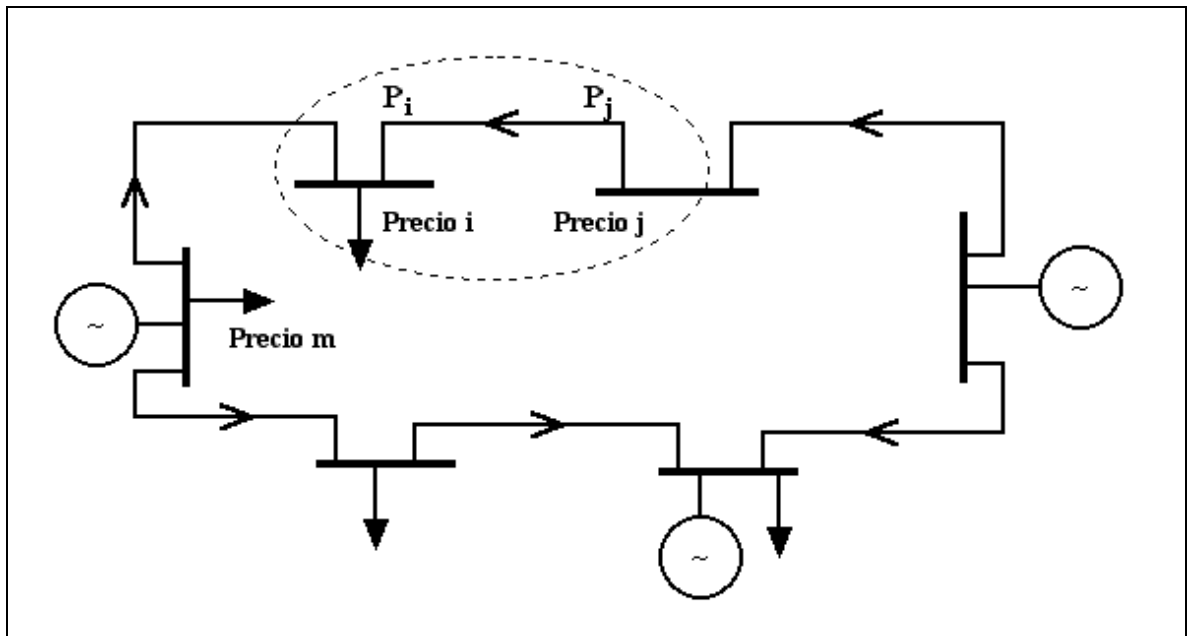


Figura 2.4. Sistema para Ingreso Tarifario por potencia

En caso de que el estudio sea hecho considerando un análisis uninodal, se deben utilizar los factores de penalización para llevar el precio único de potencia a todos los nodos del sistema.

$$IT_{Potencia} = [(Potencia_i - PL) \cdot FPP_j - Potencia_i \cdot FPP_i] \cdot Precio_{Potencia} \quad (2.20)$$

en que:

- P_i : potencia inyectada en la barra i
- PL : pérdidas de potencia en la línea
- FPP_j : factor de penalización en la barra j

FPP_i : factor de penalización en la barra i

2.3.2. Ingreso Tarifario por Energía

De manera análoga al Ingreso Tarifario por Potencia, el Ingreso Tarifario por energía se calcula de diferente forma dependiendo si hace un análisis multinodal o uninodal.

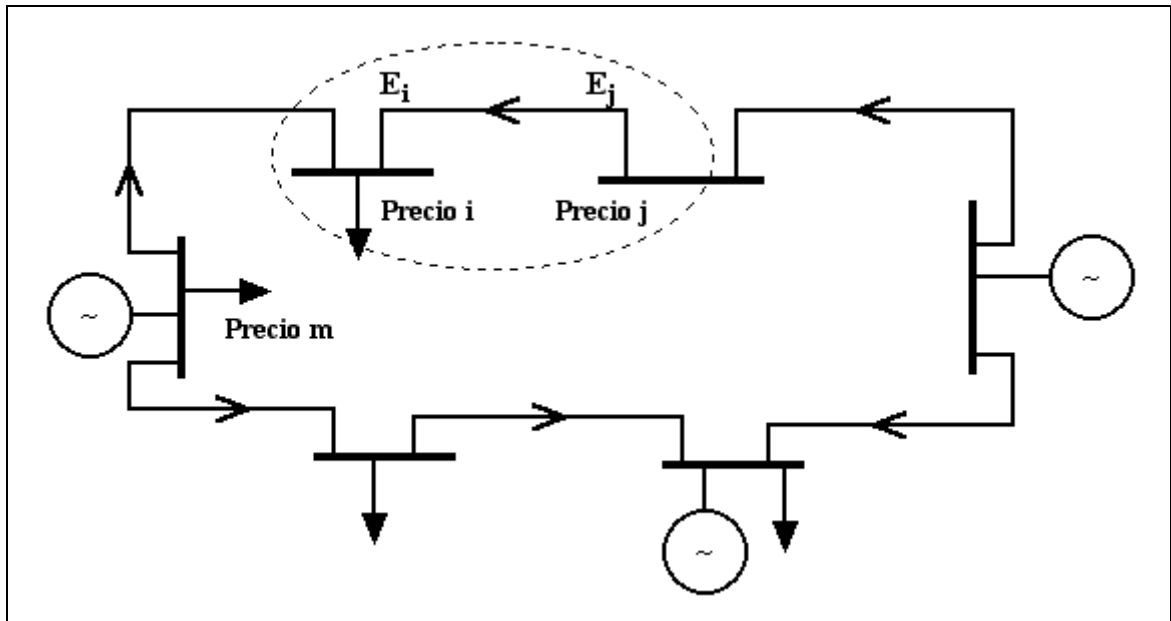


Figura 2.5. Sistema para Ingreso Tarifario por energía

Para el caso multinodal el Ingreso Tarifario queda expresado por:

$$IT_{Energía} = E_i \cdot Precio_i - E_j \cdot Precio_j \quad (2.21)$$

En el caso de un despacho uninodal, se deben considerar los factores de penalización de la siguiente forma:

$$IT_{Energía} = [(Energía_i - PL) \cdot FPE_j - Energía_i \cdot FPE_i] \cdot Precio_{Energía} \quad (2.22)$$

en que:

- E_i : energía inyectada en la barra i
- PL : pérdidas de energía en la línea
- FPE_j : factor de penalización en la barra j
- FPE_i : factor de penalización en la barra i

En sistemas que presentan economías de escala, como el negocio de la transmisión, la tarificación marginal no permite financiar plenamente la operación y desarrollo del negocio, esto es consecuencia de que los costos marginales son menores a los costos medios.

La tarificación en base a costos marginales permite recolectar para los dueños del sistema de transmisión un excedente o ingreso de costo marginal que solo cubre las pérdidas de transmisión y una pequeña parte de los costos de inversión y explotación, donde los porcentajes de recuperación oscilan entre un 4% y un 40% dependiendo de las características particulares de cada sistema.

Frente a este problema y para que el negocio de la transmisión resulte atractivo, se ha optado por una tarificación en dos partes, combinando consideraciones de costo marginal con costos medios. En definitiva se debe agregar un cargo adicional al Ingreso Tarifario de manera de financiar completamente el sistema de transmisión. Este cargo adicional que en la legislación chilena así como en la de otros países latinoamericanos es llamado "peaje", debe ser asignado en forma eficiente, de manera de producir las menores distorsiones en la asignación de los recursos entre los agentes que participan en el negocio eléctrico.

Lo que se busca con el cargo adicional es que sumado al Ingreso Tarifario permita cubrir los costos de las instalaciones representados por el Valor Nuevo de

Reemplazo (VNR) y los costos de operación y mantenimiento de las líneas (COYM). Esto queda representado en la siguiente ecuación:

$$Peaje = AVNR + COYM - IT \quad (2.23)$$

en que:

AVNR : anualidad del valor nuevo de reemplazo

COYM: costo de operación y mantenimiento (generalmente son calculados como una proporción del VNR)

IT : Ingreso Tarifario

La anualidad del valor nuevo de reemplazo se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$VNR = \frac{AVNR}{r} \cdot \left[1 - \left(\frac{1}{1+r} \right)^n \right] \quad (2.24)$$

en que r corresponde a la tasa de descuento (generalmente de un 10%) y n la vida útil de las instalaciones (30 años).

Existen en la literatura numerosas alternativas sobre la forma de distribuir el pago del cargo adicional tanto entre los generadores como entre los consumos.

2.3.3. Metodologías de distribución del pago adicional

El cargo complementario debiera ser asignado mediante un procedimiento que distorsione lo menos posible el comportamiento deseable de los agentes. Entre las diversas metodologías que se han planteado para distribuir el pago adicional, se mencionan las siguientes:

- Esquemas de precios Ramsey
- Basado en una medida independiente (como el postage stamp)
 - Potencia firme

- Potencia media
- Capacidad instalada de generación
- Basado en el beneficio de los usuarios
- Basado en el uso del sistema
- Área de influencia
- Factores de distribución

2.3.3.1. Esquema de Precios Ramsey

En este método se trata de elevar la recaudación obtenida mediante los costos marginales a través de la alteración de los mismos, utilizando términos aditivos o multiplicativos. Los costos marginales son modificados atendiendo a la elasticidad de cada demanda, de forma que el comportamiento óptimo no se altere. Como resultado se aumentan los precios de las demandas más inelásticas y se mantienen igual los de las demandas más elásticas.

Este procedimiento tiene el inconveniente de requerir una información muy completa lo que no es fácil de obtener normalmente, lo que hace el método complicado de aplicar. Además el método puede resultar discriminatorio para los usuarios al tener que soportar el mayor peso de corrección de los costos marginales, aquellos que posean una menor sensibilidad al precio (menos elasticidad).

2.3.3.2. Método basado en una medida independiente

En este método lo que se hace es prorratear el pago complementario a través de una medida independiente como puede ser la Potencia Firme, la Potencia Media o la Capacidad Instalada de Generación. El método es equivalente a un postage stamp, en el cual se calcula un factor por el cual se obtiene la proporción en que se distribuye el peaje o pago complementario entre los generadores o consumos.

2.3.3.2.1. Prorrata por Potencia Firme

En este método el pago adicional se distribuye entre los generadores del sistema en proporción a su potencia firme. Este método es utilizado en Perú, en donde la potencia firme está definida en la ley de la siguiente manera:

"Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora en las horas de punta con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento".

Para prorratear el cargo complementario en base a la potencia firme, se estima un factor por el cual se multiplica el peaje. Este factor está expresado de la siguiente forma:

$$F_j = \frac{Pot.Firme_j}{\sum_i Pot.Firme_i} \quad (2.25)$$

2.3.3.2.2. Prorrata por Capacidad Instalada de Generación

En este método al igual que en el caso anterior se toma una medida independiente como es la capacidad instalada de generación, para estimar un factor que permita distribuir en proporción a esta medida el pago adicional entre los generadores del sistema. Este factor queda expresado de la siguiente forma:

$$G_j = \frac{Capacidad\ instalada\ Generador_j}{\sum_i Capacidad\ instalada\ Generador_i} \quad (2.26)$$

2.3.3.3. Método basado en el beneficio de los usuarios

El método de los beneficios [Rubio Odériz 1999] reparte el cargo complementario en base a los beneficios que cada instalación de la red proporciona a sus usuarios. Por beneficio se entiende la mejora que experimenta

un agente (generadores y consumidores) en su situación económica por el hecho de que el sistema cuente con una determinada instalación.

El cálculo del beneficio que utiliza este método es diferente según se trate de generadores o consumos.

- **Generadores:** Los beneficios de los generadores se calculan como la diferencia entre los márgenes de contribución de la explotación (ingresos por la venta de energía al precio de nudo, menos el costo variable de producción) en dos situaciones distintas: con la existencia de las instalaciones y sin ellas.

$$Beneficio\ Neto_{Generadores} = Ingreso_{Con\ instalación} - Ingreso_{Sin\ instalación} \quad (2.27)$$

- **Consumidores:** Los beneficios de los consumidores se calculan como la diferencia entre lo que pagan por la energía que consumen (a precio nudo) cuando una instalación de transporte no existe y lo que pagan cuando ésta sí existe.

$$Beneficio\ Neto_{Consumidores} = Costo_{Sin\ instalación} - Costo_{Con\ instalación} \quad (2.28)$$

Luego de obtener los beneficios para cada agente, se reparte el cargo complementario proporcionalmente a esos beneficios. Es decir, la participación del usuario k en la línea i se define según la siguiente expresión:

$$Part_{ki} = \frac{B_{ki}}{\sum_k B_{ki}} \quad (2.29)$$

$$B_{ki} > 0$$

en que B_{ki} corresponde a los beneficios producidos por la línea i al usuario k .

Aunque se trate de un método conceptualmente sencillo, su realización práctica puede resultar un tanto engorrosa debido a que requiere de extensas simulaciones. La aplicación del método se complica cuando la construcción de

una determinada instalación lleva a un ahorro en costos de inversión de generación o de otro tipo.

La garantía de este método es que entrega las señales adecuadas a los agentes que participan en el negocio eléctrico. Es decir promueve la eficiencia, de manera que si una línea está económicamente justificada, los cargos complementarios que tienen que afrontar los usuarios, y que serán asignados mediante el criterio de los beneficios, serán menores que los beneficios obtenidos por la existencia de la línea. Es decir con la aplicación de este método, un usuario no pagará más por el cargo adicional que lo que ahorraría por la existencia de la línea.

2.3.3.4. Método basado en el Uso del Sistema

Este método posee como criterio objetivo para el reparto del cargo complementario, el uso eléctrico que hacen los participantes del sistema eléctrico de las instalaciones de red. Este uso eléctrico se define como incremental. Es decir, se calcula la influencia que sobre la red tienen un incremento de consumo o producción de un usuario.

Este esquema de asignación en base al "uso natural económico" del sistema de transmisión, no introduce distorsiones en relación con las decisiones de inversión en nueva generación, de operación de los generadores y de consumo de los consumidores. Este método distribuye el cargo adicional en función del grado de afectación que sobre el sistema de transmisión tienen tanto generadores como consumos, por el solo hecho de estar conectados a él, y no en base a los usos comerciales que derivan de la ubicación relativa de los agentes que suscriben un contrato. El método no depende del sentido que tengan los flujos en el sistema de transmisión.

Dado que no es posible efectuar mediciones que permitan mostrar la participación que cada agente posee sobre el uso de la red, es que se han planteado diversos métodos que permiten estimar el uso que un agente hace del sistema de transmisión. Entre estos métodos se cuentan el de los factores de distribución y los que estudian la contribución de consumos y generadores al flujo por las líneas, como son los estudios de Kirschen y Bialek. Estos últimos tres métodos se verán con detalle en el próximo capítulo y serán la base del estudio de esta memoria.

El uso eléctrico que hacen los agentes sobre el sistema de transmisión (en el caso particular de Chile sólo de los generadores) se ha realizado en base al concepto de "*área de influencia*". La legislación chilena define el área de influencia como [DFL N°1 - Chile]:

"el conjunto de instalaciones del sistema eléctrico, directa y necesariamente afectados por la inyección de potencia y energía de una central generadora".

El área de influencia es determinada buscando los tramos del sistema que sufren un incremento o disminución en sus flujos de potencia frente a un incremento o disminución en la potencia inyectada por un generador determinado.

El peaje o pago complementario que pagan los agentes (generadores en el caso de Chile) es aquel que se presentó en la ecuación (2.23). En caso de que las instalaciones en uso se encuentren dentro del área de influencia, los generadores deberán pagar un *peaje básico* por el uso de éstas, el cual es independiente de la cantidad y del lugar en que se comercialice la potencia y energía. Este peaje se prorroga entre los usuarios de las instalaciones en proporción a la potencia máxima transitada, es decir:

$$C_{i,j} = \frac{\text{Potencia máxima transitada}_{i,j}}{\text{Potencia máxima línea } j} \quad (2.30)$$

donde:

- $C_{i,j}$: proporción de uso del generador i en el tramo j
- Potencia máxima transitada $_{i,j}$: flujo máximo correspondiente al generador i por la línea j
- Potencia máxima línea j : máximo flujo por la línea j .

Si un generador comercializa energía o potencia fuera de su área de influencia, debe pagar un *peaje adicional*, el cual se calcula de la misma forma que el peaje básico, pero se relaciona con las instalaciones adicionales para efectuar el suministro.

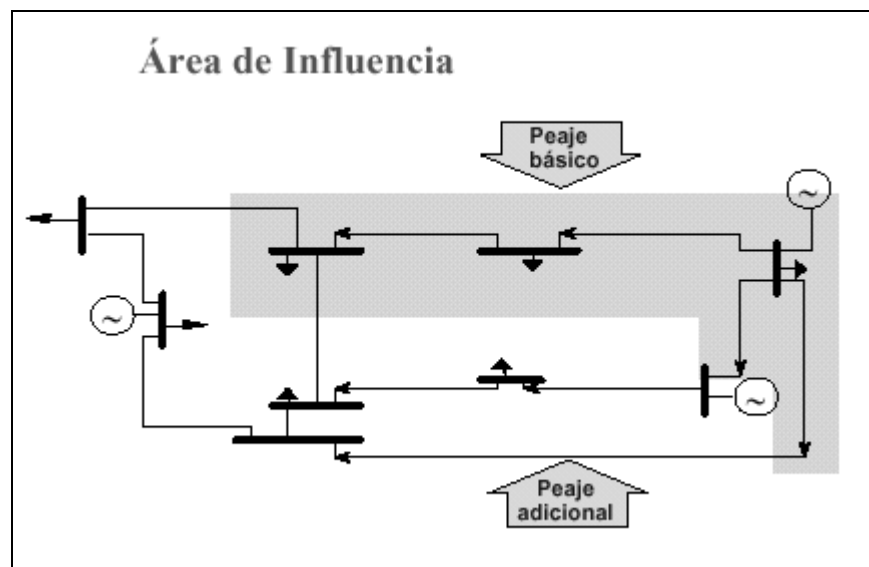


Figura 2.6. Peaje básico y adicional [Rudnick, 2000]

De acuerdo con la legislación vigente, la determinación del área de influencia, junto con la determinación de los pagos por el sistema de transmisión, es efectuada en Chile por la empresa de transporte en base a principios formulados en la ley.

En Argentina, Chile y Colombia el uso económico de la transmisión se evalúa considerando el impacto incremental en condiciones de demanda máxima. Bolivia, en cambio, promedia los impactos incrementales en diferentes niveles de carga.

2.4. Comentario

En este capítulo se han revisado los métodos más conocidos que se han ido aplicando, que se aplican actualmente y los que se han propuesto, con el objeto de dar una base teórica para un mejor entendimiento del propósito de este trabajo, en cuanto a la distribución del pago de los peajes se refiere.

En especial se da una importancia relevante al método de distribución del pago complementario basado en el uso del sistema de transmisión, ya que las alternativas que se presentan en el capítulo siguiente buscan dar solución al problema que propone esta metodología. En particular se busca ver las formas en que se distribuye el uso físico de las redes y no el uso económico de éstas.

Como se dijo en la introducción a este capítulo, ninguno de los métodos presentados a resultado ser completamente exitoso como para plantearlo como un esquema general para cualquier tipo de sistema, sino que cada sistema en particular ha buscado aquella solución que más se ajusta a sus características.

En el cuadro siguiente se presenta un resumen [Rudnick, 2000] con los principales métodos de asignación de los costos de transporte de energía eléctrica en los principales países latinoamericanos.

Tabla 2.1. Características de los esquemas tarifarios de países latinoamericanos

País	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Precios: Generación - Transmisión	Precio de nodo basado en ofertas	Precio de nodo basado en costos	Precio de nodo basado en costos	Precio de mercado basado en ofertas	Precio de nodo basado en costos
Regulación al acceso abierto	Totalmente regulado	Totalmente regulado	Regulada la negociación entre las partes	Totalmente regulado	Totalmente regulado
Sistema que se paga	Determinado por el regulador	Sistema Ec. adaptado determinado por el regulador	Negociado entre las partes	Sistema Económico mínimo determinado por el regulador	Sistema Ec. adaptado determinado por el regulador
Valor que se paga	VNR, valores hundidos de las instalaciones al privatizarse	VNR	VNR	VNR	VNR
Costos de transmisión pagado por:	Generadores	Generadores y consumidores	Generadores	Generadores (50%) y consumidores (50%)	Generadores, transferido en las tarifas a los consumidores
Distribución de los pagos	Basado en el uso del sistema, de acuerdo a cambios incrementales	Basado en el uso del sistema, de acuerdo a cambios incrementales	Basado en el uso del sistema, de acuerdo a cambios incrementales	Basado en el uso del sistema, de acuerdo a cambios incrementales	Basado en el esquema de "postage stamp"
Medición del uso del sistema	En condiciones de punta	En diferentes condiciones de operación	En condiciones de punta	En condiciones de máximo uso del sistema	
Prorratio del pago basado en:	Máximo flujo transmitido	Peak de capacidad de generación y peak de demanda del consumo	Máximo flujo transmitido	Flujo ajustado para distribuir los pagos 50% a generadores y 50% a consumos	Peak de capacidad de generación

III. MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DEL CARGO COMPLEMENTARIO

3.1. Introducción

En la tarificación del sistema de transporte de energía eléctrica, la utilización de precios marginalistas entrega las señales económicas correctas a los agentes del sistema eléctrico. Sin embargo, como se vio en el capítulo anterior, los ingresos provenientes de las señales marginalistas no alcanzan a cubrir la totalidad del costo de la red. Es por esto que se requiere de un cargo complementario.

Para el reparto de este cargo complementario se requiere de un método que sea fácil de implementar, justo y eficiente. En el capítulo anterior se revisaron algunos de los métodos que se han propuesto para este fin. Dentro de éstos, el método basado en el uso físico que hacen los agentes del sistema de transmisión será en el cual se centrará el estudio de este trabajo.

El objetivo de este capítulo es presentar tres métodos distintos que permiten entregar el grado de utilización que los agentes hacen de una instalación de transporte en particular. Los métodos analizados son:

- Método propuesto por J. Bialek
- Método propuesto por Daniel Kirschen
- Método basado en los factores de distribución

Estos métodos basan la asignación de los costos del transporte en la averiguación de la procedencia de los flujos de potencia que tienen lugar en la red.

En estos métodos la medida del uso de la red para cada participante del sistema eléctrico se hace basándose en la "contribución" que su demanda (para los consumidores) o su generación (para los generadores) tiene en el flujo que circula por cada una de las líneas del sistema.

Dos de los métodos presentados en este capítulo (Bialek y Kirschen) se basan en un principio de proporcionalidad que se explica a continuación. Para una barra cualquiera se tiene que existe un aporte de potencia a través de unas determinadas líneas, y que al mismo tiempo otra potencia se evacua por otras. Si se supone que la procedencia de la potencia entrante es conocida (se conoce la proporción que cada uno de los generadores "aguas arriba" aporta al flujo de cada línea), el método establece la hipótesis de que esas proporciones se mantienen en la salida del flujo. De esta manera se puede seguir el flujo que sale de cada generador hasta que llega al consumidor. Este principio que aquí se ha esbozado, se explica con detalle más adelante, en la presentación de los métodos.

A continuación se presentan los tres métodos mencionados, en los cuales se explica inicialmente la teoría o principio en que se basan. Para los métodos de Bialek y Kirschen se implementó en lenguaje computacional C los algoritmos que cada método propone.

3.2. Método propuesto por Bialek

Este método fue propuesto por J. Bialek y publicado en la IEEE en 1996 bajo el título " *Tracing the flow of electricity*" [Bialek, 1996]. El método se explica a continuación, basándose en el paper antes mencionado.

3.2.1. Introducción al método de Bialek

Dada la tendencia hacia la desregulación de los sistemas eléctricos, es que resulta necesario evaluar cuál es el impacto que posee un determinado generador o carga sobre el sistema eléctrico de potencia.

En este artículo, el autor propone un nuevo método para trazar el flujo de electricidad a través de sistemas de redes eléctricas, aplicable tanto a potencia activa como reactiva.

El método permite cuantificar, cuánto de la potencia activa o reactiva fluye desde una fuente en particular hacia una carga puntual. También permite cuantificar la contribución de un generador (o carga) al flujo por una determinada línea.

El autor incluye también en el algoritmo la posibilidad de determinar las pérdidas totales por las líneas de transmisión asociadas a las cargas o generadores del sistema para efectos de prorrateo de éstas.

El método puede ser útil además para proporcionar una visión adicional de la operación del sistema y puede también ser usado para evaluar las tarifas asociadas a las pérdidas en las líneas, potencias reactivas o servicios de transmisión.

3.2.2. Supuestos del método

Para determinar la forma en que los flujos se distribuyen a través de un sistema de potencia enmallado, el método propuesto asume ciertos supuestos aplicables a potencias activas, reactivas y a flujos DC.

Suponiendo un sistema formado por "n" nodos, "m" ramas (líneas o transformadores), "2m" flujos (en ambos extremos de cada rama producto de las pérdidas existentes) y un número de generadores y cargas conectadas a los nodos; el único requerimiento que se debe respetar es el cumplimiento de las leyes de Kirchhoff en cada nodo.

El principal principio usado para trazar el flujo de electricidad a través del sistema enmallado, es el de distribución o repartición proporcional del flujo. Esto se puede ilustrar en la siguiente figura, que muestra cuatro líneas conectadas a un nodo "i", de las cuales dos inyectan potencia al nodo y dos retiran potencia de éste.

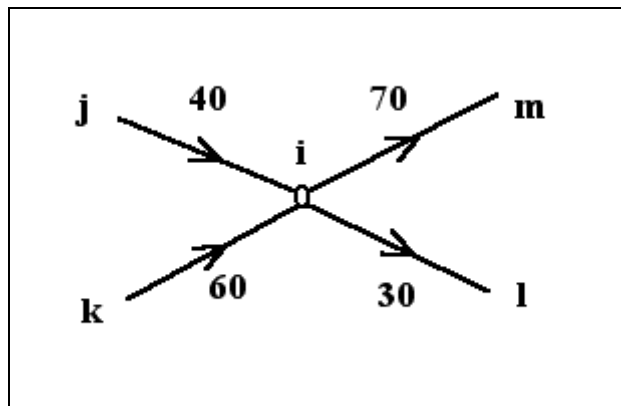


Figura 3.1. Ejemplo principio de proporcionalidad

La potencia total a través del nodo es $P_i = 40+60=100$ [MW], de los cuales un 40% proviene de la rama j-i y un 60% de la rama k-i.

Se hace el supuesto de que cada MW que deja el nodo contiene la misma proporción de potencia proveniente de las ramas que inyectan potencia al nodo. Así para la línea i-m que posee un flujo de 70 [MW] un 40% ($70 \times 0.4=28$ [MW]) provienen de la rama j-i, y un 60% ($70 \times 0.6=42$ [MW]) de la rama k-i.

De forma análoga para la línea i-l, 12 [MW] (40% de P_i) provienen de j-i y 18 [MW] (60% de P_i) de k-i.

De este modo, con este supuesto se puede determinar en forma proporcional la manera en que se distribuyen las potencias en las redes dada la imposibilidad de conocer el camino que cada electrón sigue dentro del sistema.

3.2.3. Trazado de la electricidad usando flujos medios por las líneas

El trazado de electricidad en un sistema de redes de potencia, se puede observar como un problema de cómo la potencia inyectada por los generadores es distribuida entre las líneas y cargas del sistema. El algoritmo que el autor propone trabaja sólo con flujos sin pérdidas en las líneas, vale decir los flujos en ambos extremos de las líneas son iguales.

La forma en que se obtienen estos flujos sin que existan pérdidas es asumiendo que los flujos por las líneas son un promedio entre la potencia inyectada y retirada de una rama, agregando la mitad de las pérdidas de las líneas a los consumos y restando la mitad a los generadores.

Lo anterior se puede ver en el siguiente ejemplo formado por dos generadores y dos consumos.

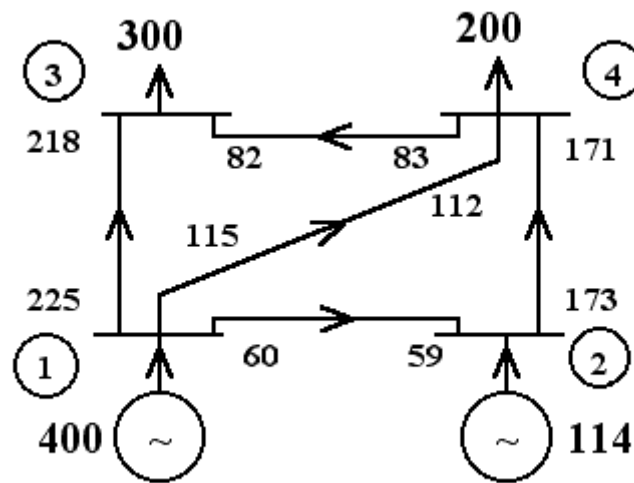


Figura 3.2. Ejemplo de Bialek aplicación N°1

En la figura anterior se puede ver que las pérdidas totales del sistema se encuentran como la suma de todas las pérdidas en las líneas, esto es:

$$P_{\text{pérdidas totales}} = (225 - 218) + (83 - 82) + (173 - 171) + (60 - 59) + (115 - 112) = 14 [MW]$$

Aplicando el método de flujos medios de forma tal de no tener pérdidas en las líneas, se obtiene el resultado que muestra la Figura 3.3. que se presenta más adelante.

Analizando por ejemplo para el caso de P_3 y el flujo P_{4-3} se tiene:

$$P_3 = 300 + \frac{(83 - 82)}{2} + \frac{(225 - 218)}{2} = 304 [MW]$$

$$P_{4-3} = \frac{(83 - 82)}{2} = 82.5 [MW]$$

El algoritmo para el trazado de los flujos de electricidad propuesto, se presenta en dos versiones. Una que realiza los balances nodales de acuerdo a

los retiros de potencia en los nodos (*downstream-looking algorithm*) y otro que analiza las inyecciones de potencia en los nodos (*upstream-looking algorithm*).

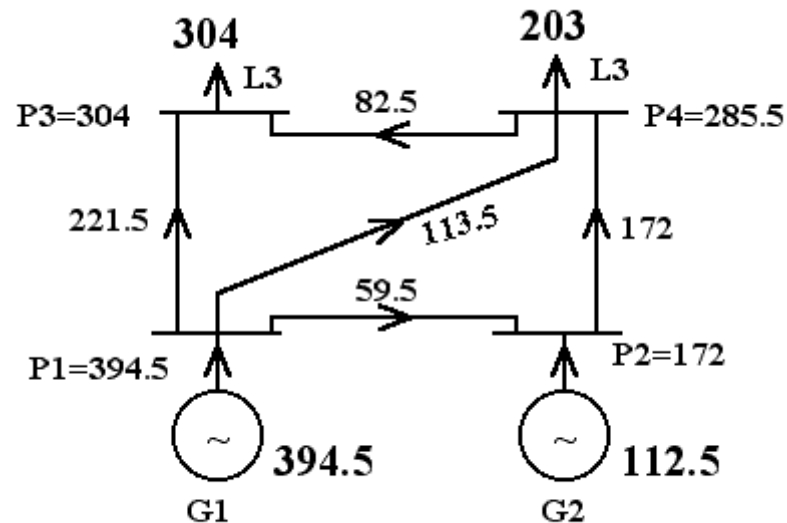


Figura 3.3. Ejemplo de Bialek aplicación N°2

3.2.4. Algoritmo de inyecciones de potencia (*upstream-looking algorithm*)

El flujo total P_i a través del nodo i se define como la suma de las inyecciones de potencia en ese nodo, es decir:

$$P_i = \sum_{j \in \alpha_i^{(u)}} |P_{i-j}| + P_{Gi} \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \quad (3.1)$$

en que:

- $\alpha_i^{(u)}$: es el set de nodos surtiendo directamente al nodo i (el flujo debe ir hacia el nodo i desde los otros nodos)
- P_{i-j} : es el flujo por la línea $j-i$, en que $|P_{i-j}| = |P_{j-i}|$
- P_{Gi} : es la generación en el nodo i .

El flujo $|P_{i-j}| = |P_{j-i}|$ se puede relacionar con el flujo nodal en el nodo j sustituyendo $|P_{i-j}| = c_{ji} \cdot P_j$, en que $c_{ji} = |P_{i-j}| / P_j$, reemplazando en (3.1) se obtiene:

$$P_i = \sum_{j \in \alpha_i^{(u)}} c_{ji} \cdot P_j + P_{Gi} \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \quad (3.2)$$

ordenando se tiene:

$$P_i - \sum_{j \in \alpha_i^{(u)}} c_{ji} \cdot P_j = P_{Gi} \quad o \quad A_u P = P_G \quad (3.3)$$

en que:

- A_u : matriz de (nxn) de distribución por inyecciones de potencia
- P : vector de flujos nodales
- P_G : vector de generación en los nodos.

Los elementos de la matriz A_u se definen de la siguiente forma:

$$[A_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{para } i = j \\ -c_{ji} = \frac{-|P_{j-i}|}{P_j} & \text{para } j \in \alpha_i^{(u)} \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (3.4)$$

en esta ecuación, j debe ser un nodo que surta potencia a i .

Si A_u^{-1} existe entonces el vector $P = A_u^{-1} \cdot P_G$ y sus elementos están dados por:

$$P_i = \sum_{k=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} \cdot P_{Gk} \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, n \quad (3.5)$$

La ecuación anterior muestra que la contribución del k -ésimo generador al i -ésimo nodo es igual a $[A_u^{-1}]_{ik} \cdot P_{Gk}$.

Un retiro de potencia en la línea $i-l$ desde el nodo i se puede calcular como:

$$\begin{aligned} |P_{i-l}| &= \frac{|P_{i-l}|}{P_i} \cdot P_i = \frac{|P_{i-l}|}{P_i} \sum_{k=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} \cdot P_{Gk} \\ &= \sum_{k=1}^n D^G_{i-l,k} \cdot P_{Gk} \quad \text{para } l \in \alpha_i^{(d)} \end{aligned} \quad (3.6)$$

donde:

- $D^G_{i-l,k} = \frac{|P_{i-l}| \cdot [A_u^{-1}]_{ik}}{P_i}$ representa un factor de distribución de generación topológico, e indica la proporción de potencia que el k -ésimo generador aporta a la línea $i-l$.
- $\alpha_i^{(d)}$: es el set de nodos alimentados directamente por el nodo i .

En forma similar para las cargas P_{Li} se puede calcular usando P_i :

$$P_{Li} = \frac{P_{Li}}{P_i} \cdot P_i = \frac{P_{Li}}{P_i} \sum_{k=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} \cdot P_{Gk} \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, n \quad (3.7)$$

La ecuación muestra que la contribución del k -ésimo generador a la i -ésima carga es igual a $\frac{P_{Li}}{P_i} \cdot [A_u^{-1}]_{ik} \cdot P_{Gk}$ y puede ser usada para determinar de dónde proviene la potencia que alimenta una determinada carga.

Utilizando el algoritmo expuesto anteriormente al ejemplo se tiene:

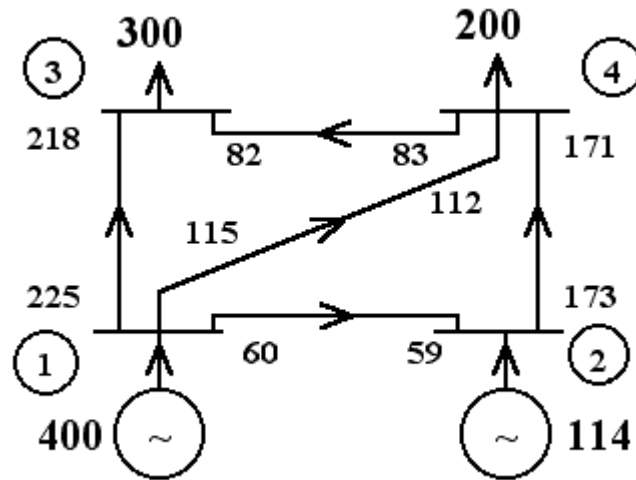


Figura 3.4. Ejemplo de Bialek aplicación N°3

de la ecuación (3.3) se obtiene:

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ -59.5 & 1 & 0 & 0 \\ \frac{394.5}{-221.5} & 0 & 1 & \frac{-82.5}{285.5} \\ \frac{394.5}{-113.5} & -1 & 0 & 1 \\ \frac{394.5}{394.5} & & & \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ P_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 394.5 \\ 112.5 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

resolviendo el sistema de ecuaciones resulta:

$$\begin{cases} P_1 = 394.5 \\ P_2 = 172 \\ P_3 = 304 \\ P_4 = 285.5 \end{cases}$$

La matriz inversa de $[A_u]$ corresponde a:

$$A_u^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0.1508 & 1 & 0 & 0 \\ 0.6882 & 0.289 & 1 & 0.289 \\ 0.4385 & 1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

reemplazando en (3.6) por ejemplo para la línea 4-3, se tiene:

$$\begin{aligned}
 |P_{4-3}| &= \frac{|P_{4-3}|}{P_4} \cdot \sum_{k=1}^4 [A^{-1}]_{4k} \cdot P_{Gk} \\
 &= \frac{82.5}{285.5} (0.4385 \cdot 394.5 + 1 \cdot 112.5) \\
 &= \underbrace{49.99}_{\text{Flujo proveniente de G1}} + \underbrace{32.51}_{\text{Flujo proveniente de G2}} \quad [MW]
 \end{aligned}$$

De forma similar para el caso de las cargas se tiene por ejemplo para P_{L3} :

$$\begin{aligned}
 P_{L3} &= \frac{P_{L3}}{P_3} \cdot \sum_{k=1}^4 [A_u^{-1}]_{3k} \cdot P_{Gk} = \frac{304}{304} \cdot (0.6882 \cdot 394.5 + 0.289 \cdot 112.5) \\
 P_{L3} &= \left(\underbrace{271.5}_{\text{Proveniente de G1}} + \underbrace{32.5}_{\text{Proveniente de G2}} \right) = 304 [MW]
 \end{aligned}$$

En la siguiente tabla se puede ver la contribución de cada generador a las cargas L_3 y L_4 .

Tabla 3.1. Ejemplo de Bialek resultado N°1

Carga	Generador		Total[MW]
	G1	G2	
L3	271.5	32.5	304
L4	123	80	203

3.2.5. Algoritmo de retiros de potencia (Downstream-looking algorithm)

Este algoritmo corresponde al dual del anterior. En éste caso, la potencia a través del nodo i se expresa como la suma de los retiros de potencia, es decir:

$$P_i = \sum_{l \in \alpha_i^{(d)}} |P_{l-i}| + P_{Li} = \sum_{l \in \alpha_i^{(d)}} c_{li} \cdot P_l + P_{Li} \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \quad (3.8)$$

en donde:

- $\alpha_i^{(d)}$: corresponde al set de nodos surtidos directamente desde el nodo i
- $c_{li} = |P_{l-i}| / P_l$

Ordenando la ecuación (3.8), se obtiene:

$$P_i - \sum_{l \in \alpha_i^{(d)}} c_{li} \cdot P_l = P_{Li} \quad \text{o} \quad A_d P = P_L \quad (3.9)$$

en que:

- A_d : matriz de (nxn) de distribución por retiros de potencia
- P_L : vector de demanda en los nodos.

Los elementos (i,l) de la matriz A_d se calculan de acuerdo a la siguiente relación:

$$[A_d]_{il} = \begin{cases} 1 & \text{para } i = l \\ -c_{li} = \frac{-|P_{l-i}|}{P_l} & \text{para } l \in \alpha_i^{(d)} \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (3.10)$$

en esta ecuación, l debe ser un nodo alimentado por i.

Si existe la matriz inversa de A_d , entonces $P = A_d^{-1} \cdot P_L$ y el i-ésimo elemento está dado por:

$$P_i = \sum_{k=1}^n [A_d^{-1}]_{ik} \cdot P_{Lk} \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, n \quad (3.11)$$

Esta ecuación muestra cómo la potencia nodal P_i se distribuye a través de todas las cargas del sistema.

Por otra parte, la inyección de potencia al nodo i desde la línea i-l se calcula como:

$$\begin{aligned} |P_{i-j}| &= \frac{|P_{i-j}|}{P_i} \cdot P_i = \frac{|P_{i-j}|}{P_i} \sum_{k=1}^n [A_d^{-1}]_{ik} \cdot P_{Lk} \\ &= \sum_{k=1}^n D_{i-j,k}^L \cdot P_{Lk} \quad \text{para } j \in \alpha_i^{(u)} \end{aligned} \quad (3.12)$$

donde $D_{i-j,k}^L = \frac{|P_{i-j}| \cdot [A_d^{-1}]_{jk}}{P_i}$ corresponde al factor de distribución de carga topológico, e indica la proporción de potencia demandada por la carga k a la línea i-l.

La generación en un nodo es una inyección de potencia y puede por tanto ser calculada usando el principio de distribución proporcional, de la siguiente forma:

$$P_{Gi} = \frac{P_{Gi}}{P_i} \cdot P_i = \frac{P_{Gi}}{P_i} \sum_{k=1}^n [A_d^{-1}]_{ik} \cdot P_{Lk} \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, n \quad (3.13)$$

esta ecuación muestra la proporción de potencia que el generador i entrega a la carga k, la cual está dada por $\frac{P_{Gi}}{P_i} \cdot [A_d^{-1}]_{ik} \cdot P_{Lk}$ y que puede ser usada para determinar el camino que sigue la potencia entregada por un generador.

Comparando (3.7) con (3.13) se tiene:

$$\frac{P_{Li} \cdot P_{Gk} \cdot [A_u^{-1}]_{jk}}{P_i} = \frac{P_{Gk} \cdot P_{Li} \cdot [A_d^{-1}]_{ki}}{P_k} \quad \text{o} \quad \frac{[A_u^{-1}]_{jk}}{[A_d^{-1}]_{ki}} = \frac{P_i}{P_k} \quad (3.14)$$

en que i corresponde a cualquier nodo que represente una carga y k a cualquiera que represente un generador.

Si se aplica el algoritmo al ejemplo propuesto y que se muestra por comodidad nuevamente, se obtiene:

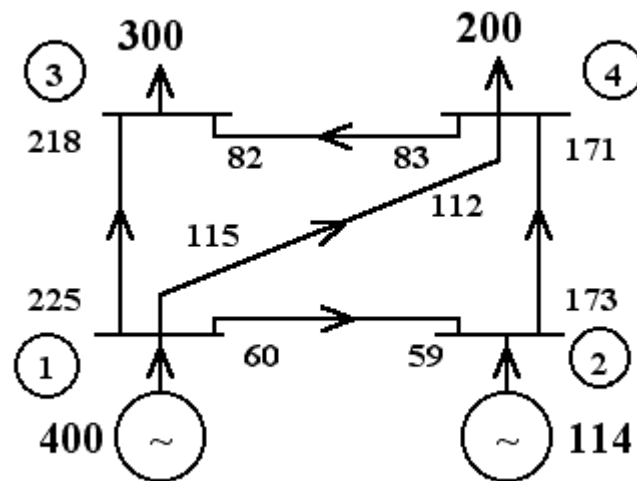


Figura 3.5. Ejemplo de Bialek aplicación N°4

aplicando la ecuación (3.9) y (3.10):

$$\begin{bmatrix} 1 & \frac{-59.5}{172} & \frac{-221.5}{304} & \frac{-113.5}{285.5} \\ 0 & 1 & 0 & \frac{-172}{285.5} \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-82.5}{304} & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ P_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 304 \\ 203 \end{bmatrix}$$

resolviendo el sistema de ecuaciones resulta:

$$\begin{cases} P_1 = 394.5 \\ P_2 = 172 \\ P_3 = 304 \\ P_4 = 285.5 \end{cases}$$

La inversa de la matriz A_d corresponde a:

$$A_u^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0.3459 & 0.8931 & 0.606 \\ 0 & 1 & 0.1635 & 0.6025 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0.2714 & 1 \end{bmatrix}$$

De la ecuación (3.12) se determina cómo una línea determinada supe de potencia a una carga. Por ejemplo para el caso de la línea 2-4 se tiene:

$$\begin{aligned}
 |P_{2-4}| &= \frac{|P_{2-4}|}{P_2} \cdot \sum_{k=1}^4 [A_d^{-1}]_{2k} \cdot P_{Lk} \\
 &= \frac{172}{172} \cdot (0.1635 \cdot 304 + 0.6025 \cdot 203) \\
 &= \underbrace{49.7}_{\text{Aporte de rama 2-4 a L3}} + \underbrace{122.3}_{\text{Aporte de rama 2-4 a L4}} = 172 [MW]
 \end{aligned}$$

De la ecuación (3.13) se obtiene la forma en que la generación se distribuye entre las cargas, por ejemplo para G_1 .

$$\begin{aligned}
 P_{G1} &= \frac{P_{G1}}{P_1} \cdot \sum_{k=1}^4 [A_d^{-1}]_{1k} \cdot P_{Lk} \\
 &= \frac{394.5}{394.5} \cdot (0.8931 \cdot 304 + 0.606 \cdot 203) \\
 &= \left(\underbrace{271.5}_{\text{Contribución de G1 a L3}} + \underbrace{123}_{\text{Contribución de G1 a L4}} = 394.5 [MW] \right)
 \end{aligned}$$

En la siguiente tabla se resumen los aportes de los dos generadores a las dos cargas. Nótese que esta tabla corresponde a la transpuesta de la tabla presentada para el algoritmo anterior.

Tabla 3.2. Ejemplo de Bialek resultado N°2

Generador	Carga		Total [MW]
	L3	L4	
G1	271.5	123	394.5
G2	32.5	80	112.5

3.2.6. Trazado de la electricidad usando flujos "gruesos"

En esta versión del algoritmo, el trazado del flujo de electricidad se obtiene asumiendo que el sistema es alimentado con la potencia real del sistema y que no existen pérdidas en la red. Para esto se requiere modificar las demandas nodales, pero al mismo tiempo dejar la generación en los nodos intacta.

Lo anterior se explicará para el ejemplo propuesto:

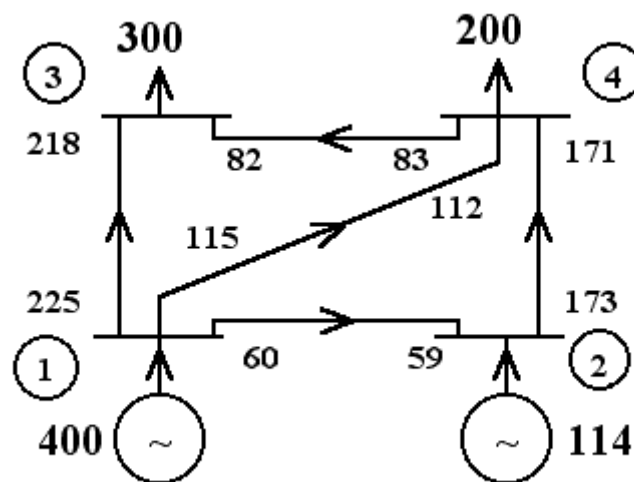


Figura 3.6. Ejemplo de Bialek aplicación N°5

Considerando por ejemplo la línea 2-4 que posee un flujo de potencia de 173[MW] en el extremo que envía y 171[MW] en el extremo que recibe, se tiene por tanto una pérdida de 2[MW]. Esta pérdida se puede agregar al extremo que

recibe (para tener un flujo "grosso" de 173[MW]) de forma tal de tener un flujo igual a lo largo de toda la línea. El procedimiento anterior se puede repetir para todas las líneas del sistema y así encontrar todos los flujos gruesos por inspección. Para sistemas más complejos esto no es factible de hacer por simple inspección.

Una vez calculados todos los flujos gruesos por las líneas se puede aplicar el método anterior (upstream-looking algorithm).

Para aplicar el algoritmo se debe definir la potencia nodal gruesa $P_i^{(gross)}$ como la potencia total a través del nodo i , si el sistema se encuentra alimentado por las potencias reales y no se pierde potencia en la red.

De forma similar sea $P_{i-j}^{(gross)}$ el flujo grueso por la línea $i-j$ en la cual no existe pérdidas por lo que se cumple que $|P_{i-j}^{(gross)}| = |P_{j-i}^{(gross)}|$.

De la figura anterior correspondiente al ejemplo, se calcula por inspección:

- $P_1^{(gross)} = 400[MW]$
- $|P_{1-2}^{(gross)}| = |P_{2-1}^{(gross)}| = 60[MW]$
- $P_2^{(gross)} = P_{1-2}^{(gross)} + P_{G2} = 60 + 114 = 174[MW]$
- *etc.*

La potencia nodal gruesa es calculada observando las **inyecciones** de potencia en los nodos (upstream-looking algorithm) y se puede expresar como:

$$P_i^{(gross)} = \sum_{j \in \alpha_i^{(u)}} |P_{i-j}^{(gross)}| + P_{Gi} \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \quad (3.15)$$

Como $|P_{i-j}^{(gross)}| = |P_{j-i}^{(gross)}|$, el flujo $P_{i-j}^{(gross)}$ se puede reemplazar por $c_{ji}^{(gross)} \cdot P_j^{(gross)}$ en que $c_{ji}^{(gross)} = \frac{|P_{j-i}^{(gross)}|}{P_j^{(gross)}}$.

Como normalmente las pérdidas por las líneas son pequeñas se puede asumir que $\frac{|P_{j-i}^{(gross)}|}{P_j^{(gross)}} \approx \frac{|P_{j-i}|}{P_j}$ en que P_{j-i} es el flujo real proveniente desde el nodo j de la línea $j-i$, y P_j es la potencia real total a través del nodo j .

Lo anterior equivale a suponer que la distribución de flujos gruesos en cualquier nodo es igual a la distribución de los flujos reales, lo cual representa el único supuesto del método. Bajo este supuesto la ecuación (3.15) se puede escribir como:

$$P_i^{(gross)} - \sum_{j \in \alpha_i^{(u)}} \frac{|P_{j-i}|}{P_j} \cdot P_j^{(gross)} = P_{Gi} \quad \text{o} \quad A_u \cdot P_{gross} = P_G \quad (3.16)$$

en que P_{gross} corresponde al vector desconocido que contiene los flujos nodales gruesos y A_u es la matriz calculada utilizando los flujos reales del sistema. Como A_u y P_G son conocidos la solución de la ecuación (3.16) permite encontrar los flujos nodales gruesos P_{gross} .

Una vez que se han calculado los flujos nodales gruesos, se pueden encontrar usando el principio de distribución proporcional los flujos gruesos por las líneas y las demandas gruesas.

El flujo grueso por las líneas está dado por:

$$\begin{aligned}
 |P_{i-l}^{(gross)}| &= \frac{|P_{i-l}^{(gross)}|}{P_i^{(gross)}} \cdot P_i^{(gross)} \\
 &\cong \frac{|P_{i-l}|}{P_i} \sum_{k=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} \cdot P_{Gk} \quad \forall l \in \alpha_i^{(d)}
 \end{aligned} \tag{3.17}$$

en que l corresponde a un nodo que es alimentado desde el nodo i.

La demanda gruesa en el nodo i es:

$$\begin{aligned}
 P_{Li}^{(gross)} &= \frac{P_{Li}^{(gross)}}{P_i^{(gross)}} \cdot P_i^{(gross)} \\
 &\cong \frac{P_{Li}}{P_i} \cdot P_i^{(gross)} = \frac{P_{Li}}{P_i} \cdot \sum_{k=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} \cdot P_{Gk}
 \end{aligned} \tag{3.18}$$

esta ecuación permite determinar la proporción con que aporta cada generador para alimentar a una determinada carga.

La diferencia entre la demanda gruesa y la demanda real permite calcular las pérdidas que se producen al alimentar los generadores a las cargas.

$$\Delta P_{Li} = P_{Li}^{(gross)} - P_{Li} \tag{3.19}$$

En definitiva, el algoritmo presentado no sólo sirve para determinar la participación de cada generador en satisfacer una determinada demanda de carga, sino que también sirve para prorratear las pérdidas totales asociadas a transmisión a las cargas individuales de la red.

Aplicando al ecuación (3.16) al ejemplo se tiene:

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{-60}{400} & 1 & 0 & 0 \\ \frac{-225}{400} & 0 & 1 & \frac{-83}{283} \\ \frac{-115}{400} & \frac{-173}{173} & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1^{(gross)} \\ P_2^{(gross)} \\ P_3^{(gross)} \\ P_4^{(gross)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{G1} = 400 \\ P_{G2} = 114 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{3.20}$$

Resolviendo este sistema lineal se obtiene las potencias nodales gruesas.

$$P_{gross} = \begin{cases} P_1^{(gross)} = 400 \\ P_2^{(gross)} = 174 \\ P_3^{(gross)} = 309.76 \\ P_4^{(gross)} = 289 \end{cases}$$

Utilizando la ecuación (3.18) se calculan las demandas gruesas:

$$L_3^{(gross)} = \frac{300}{300} \cdot 309.76 = 309.76 [MW]$$

$$L_4^{(gross)} = \frac{200}{283} \cdot 289 = 204.24 [MW]$$

por lo tanto las pérdidas prorrateadas por L_3 son iguales a 9.76 [MW] (309.76-300) y las correspondientes a L_4 son 4.24 [MW] (204.24-200).

Como se puede ver la diferencia entre la demanda gruesa $L_i^{(gross)}$ y la demanda real L_i entrega las pérdidas por transmisión asociadas a la alimentación de una carga en particular.

La proporción de generación usada para alimentar cada una de las cargas en particular se pueden calcular también usando al ecuación (3.18).

Tabla 3.3. Ejemplo de Bialek resultado N°3

Carga	Generador		Total [MW]	Pérdidas [MW]
	G1	G2		
L3	276.32	33.44	309.76	9.76
L4	123.68	80.56	204.24	4.24
Total	400	114	514	14

Para este trabajo se implementó el algoritmo anterior mediante un programa desarrollado en lenguaje C a través del cual se obtienen los

resultados para el sistema propuesto como ejemplo por el autor. Estos resultados se pueden ver en el Anexo A.

3.2.7. Trazado de la electricidad usando flujos "netos"

Esta versión del método traza el flujo de electricidad en la red considerando que las pérdidas marginales son completamente removidas de las líneas. Esto requiere modificar las generaciones en los nodos dejando las demandas de éstos intactas.

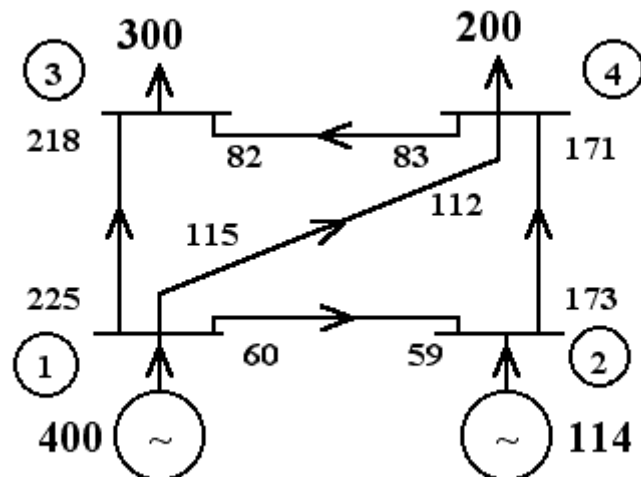


Figura 3.7. Ejemplo de Bialek aplicación N°6

Considerando nuevamente en el ejemplo la línea 2-4. Removiendo las pérdidas de 2 [MW] que se producen en esta rama, se deja el flujo en la línea en 171 [MW]. Sin embargo este no es el flujo verdadero dado que contiene una componente que se pierde en la línea 4-3.

Para trabajar con este problema se definen las variables $P_i^{(net)}$ que corresponde a la potencia neta del nodo i , y $P_{i-j}^{(net)}$ al flujo neto por la rama $i-j$, de manera tal de remover completamente las pérdidas de las líneas. Obviamente se sigue respetando que $|P_{i-j}^{(net)}| = |P_{j-i}^{(net)}|$.

En el ejemplo se puede encontrar por inspección que:

- $P_3^{(net)} = 300[MW]$
- $|P_{4-3}^{(net)}| = |P_{3-4}^{(net)}| = 82[MW]$
- $P_4^{(net)} = |P_{4-3}^{(net)}| + P_{L4} = 82 + 200 = 282[MW]$
- *etc.*

en este caso el balance de potencia en los nodos se define observando los **retiros** de potencia (downstream-looking algorithm).

Se define por tanto la potencia neta nodal de la siguiente forma :

$$P_i^{(net)} = \sum_{l \in \alpha_i^{(d)}} |P_{i-l}^{(net)}| + P_{Li} = \sum_{l \in \alpha_i^{(d)}} c_{li}^{(net)} \cdot P_l^{(net)} + P_{Li} \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \quad (3.21)$$

donde $c_{li}^{(net)} = \frac{|P_{l-i}^{(net)}|}{P_l^{(net)}}$.

Como las pérdidas marginales en las líneas son pequeñas se puede asumir que $\frac{|P_{l-i}^{(net)}|}{P_l^{(net)}} \approx \frac{|P_{l-i}|}{P_l}$ reemplazando en la ecuación (3.21):

$$P_i^{(net)} - \sum_{l \in \alpha_i^{(d)}} \frac{|P_{l-i}|}{P_l} \cdot P_l^{(net)} = P_{Li} \quad o \quad A_d \cdot P_{net} = P_L \quad (3.22)$$

en que P_{net} corresponde al vector desconocido que contiene los flujos nodales netos y A_d es la matriz calculada utilizando los flujos reales del sistema. Como A_d y P_L son conocidos la solución de la ecuación (3.22) permite encontrar los

flujos netos nodales P_{net} , con estos se pueden encontrar usando el principio de distribución proporcional los flujos netos por las líneas y las generaciones netas.

El flujo neto por la línea i-j está dado por:

$$\begin{aligned} |P_{i-j}^{(net)}| &= \frac{|P_{i-j}^{(net)}|}{P_i^{(net)}} \cdot P_i^{(net)} \\ &\cong \frac{|P_{i-j}|}{P_i} \sum_{k=1}^n [A_d^{-1}]_{ik} \cdot P_{Lk} \quad \forall j \in \alpha_i^{(u)} \end{aligned} \quad (3.23)$$

en que j corresponde a un nodo que alimenta al nodo i.

La generación neta en el nodo i será:

$$\begin{aligned} P_{Gi}^{(net)} &= \frac{P_{Gi}^{(net)}}{P_i^{(net)}} \cdot P_i^{(net)} \\ &\cong \frac{P_{Gi}}{P_i} \cdot P_i^{(net)} = \frac{P_{Gi}}{P_i} \cdot \sum_{k=1}^n [A_d^{-1}]_{ik} \cdot P_{Lk} \end{aligned} \quad (3.24)$$

La ecuación (3.24) es especialmente importante porque muestra cómo debe la generación en un nodo dado cubrir las necesidades de las demandas del sistema si la red posee pérdidas marginales.

La diferencia entre la generación real y neta entrega las pérdidas originadas por el flujo entre un generador dado alimentando los consumos.

$$\Delta P_{Gi} = P_{Gi} - P_{Gi}^{(net)} \quad (3.25)$$

En otras palabras el método downstream-looking algorithm no sólo sirve para determinar cómo la potencia entregada por un generador es distribuida entre todas las cargas, sino que también sirve para proratear todas la pérdidas de transmisión entre los generadores individuales.

Esta conclusión es muy importante porque sirve para "cargar" individualmente a los generadores por su contribución a las pérdidas en las líneas.

Aplicando el algoritmo al ejemplo anterior usando la ecuación (3.22):

$$\begin{bmatrix} 1 & \frac{-59}{173} & \frac{-218}{300} & \frac{-112}{283} \\ 0 & 1 & 0 & \frac{-171}{283} \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-82}{300} & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1^{(net)} \\ P_2^{(net)} \\ P_3^{(net)} \\ P_4^{(net)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ P_{L3} = 300 \\ P_{L4} = 200 \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

resolviendo este sistema de ecuaciones se obtienen las potencias nodales netas:

$$P_{net} = \begin{cases} P_1^{(net)} = 387.72 \\ P_2^{(net)} = 170.4 \\ P_3^{(net)} = 300 \\ P_4^{(net)} = 282 \end{cases}$$

resultados que confirman lo encontrado por inspección.

La generación neta se obtiene usando (3.24):

$$P_{G1}^{(net)} = \frac{P_{G1}}{P_1} \cdot P_1^{(net)} = \frac{400}{400} \cdot 387.72 = 387.72 [MW]$$

$$P_{G2}^{(net)} = \frac{P_{G2}}{P_2} \cdot P_2^{(net)} = \frac{114}{173} \cdot 170.4 = 112.28 [MW]$$

las pérdidas en la transmisión prorrateadas por los generadores estarán dadas por (3.25):

$$\Delta P_{G1} = 400 - 387.72 = 12.28 [MW]$$

$$\Delta P_{G2} = 114 - 112.28 = 1.72 [MW]$$

La proporción de generación usada para alimentar cada carga se obtiene de (3.24) y se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3.4. Ejemplo de Bialek resultado N°4

Generador	Carga		Total [MW]	Pérdidas [MW]
	L3	L4		
G1	267.36	120.36	387.72	12.28
G2	32.64	79.64	112.28	1.72
Total	300	200	500	14

Al programar el algoritmo recién expuesto en lenguaje C se obtienen los resultados para este método aplicados al ejemplo propuesto por Bialek. Estos resultados se pueden ver en el Anexo B.

3.3. Método propuesto por Kirschen

Este método fue propuesto por Daniel Kirschen, Ron Allan y Goran Strbac y publicado en la IEEE de Febrero de 1997. El título original del paper en el cual se encuentra la descripción del método se llama : "Contributions of Individual Generators to Loads and Flows" [Kirschen, 1997].

En lo que sigue se identificará este método como " el método de Kirschen" por citar a uno de los autores.

3.3.1. Introducción al método de Kirschen

Dada la introducción de competencia en la industria del suministro de energía eléctrica, es que ha tomado gran importancia el poder determinar qué generadores están alimentando una carga en particular, cuánto uso hacen éstos de las líneas de transmisión, y cuál es la contribución de cada generador a las pérdidas del sistema. El paper que presentan los autores describe una

técnica para contestar estas interrogantes, el cuál no se limita a cambios incrementales y es aplicable tanto a potencia activa como reactiva.

El algoritmo propuesto se basa en la solución de una corrida de flujos, luego identifica las barras que son alcanzadas por la potencia generada por cada generador, y las agrupa según aquellas que son alimentadas por los mismos generadores. Usando el supuesto de proporcionalidad es posible calcular la contribución de cada generador hacia las cargas y flujos del sistema.

3.3.2. Conceptos y algoritmos de la técnica propuesta

Basados en la resolución de un flujo de potencia, ya sea para potencia activa como reactiva, el método propuesto por los autores organiza las barras y ramas del sistema en grupos homogéneos según unos conceptos que se explicarán más adelante. Una vez realizado este agrupamiento es posible contestar preguntas como ¿ qué tan lejos llega la potencia producida por un determinado generador a través del sistema ?, o ¿ qué generadores alimentan una carga en particular ? Mediante el método propuesto es también posible representar al sistema mediante un sistema de gráfico directo y acíclico. El análisis sobre este gráfico permitirá responder preguntas como ¿ cuánto uso hace un determinado generador de una línea en particular ? o ¿ qué proporción de las pérdidas del sistema se atribuyen a ese generador ?

3.3.2.1. Dominio de un Generador

El "*dominio*" de un generador se define como el conjunto de barras que son alcanzadas por la potencia producida por el generador en cuestión. La potencia de un generador alcanza una barra en particular si es posible encontrar un camino a través de la red desde el generador a la barra, en que la

dirección del viaje sea consistente con la dirección entregada por una corrida de flujo.

Para entender mejor este concepto se analiza un pequeño sistema de seis barras como el mostrado a continuación:

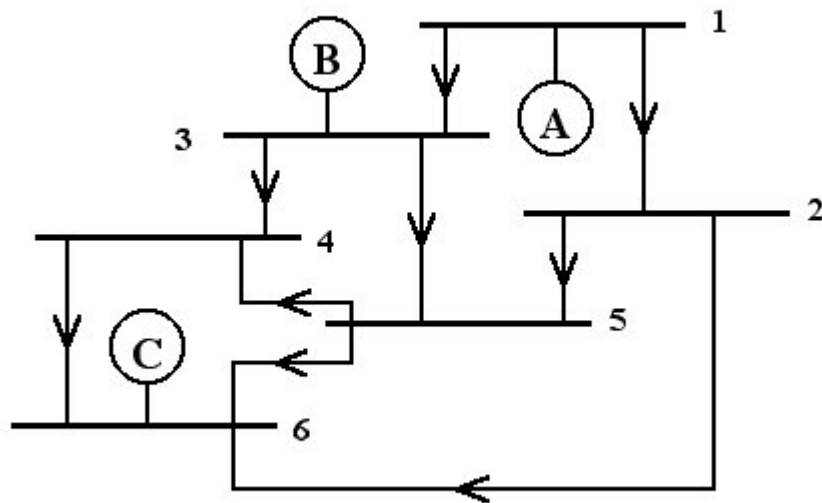


Figura 3.8. Ejemplo de Kirschen

En el sistema de la Figura 3.8, el dominio del generador A comprende todas las barras, el del generador B las barras 3, 4, 5 y 6. El dominio del generador C contempla sólo la barra 6.

Estos dominios fueron obtenidos por simple inspección, pero en sistemas más grandes esto no es posible, para éstos se debe utilizar el siguiente algoritmo.

- *Coloque la barra en la que está conectado el generador en la lista abierta*
- *Mientras hayan barras en la lista abierta*

- *Remueva la primera barra de la lista abierta*
- *Agregue esa barra al dominio del generador*
- *Repita para todas las líneas conectadas a esa barra*
 - *Si la potencia por esa línea sale de la barra y si la barra al otro extremo de la línea no está todavía en el dominio, entonces:*
 - *Agregue la barra opuesta a la lista abierta.*
 - *Fin de la condición*
 - *Fin del loop*
- *Fin del algoritmo*

Cabe señalar que el dominio correspondiente a un generador con respecto a su potencia activa, no necesariamente es coincidente con el dominio de potencia reactiva.

3.3.2.2. Concepto de commons (o áreas comunes)

Un "*common*" se define como un conjunto de barras aledañas alimentadas por los mismos generadores. Aquellas barras que están alimentadas por un mismo set de generadores, pero que no están conectadas entre ellas, son tratadas como commons distintos. Una barra puede pertenecer a uno y sólo un common.

Se define como "*rank*" de un common al número de generadores que alimentan las barras incluidas en ese common. Este número no puede ser nunca menor que uno o mayor que el número de generadores del sistema.

En el ejemplo por inspección se pueden encontrar tres commons:

- Barra 1 y 2 son alimentadas por el generador 1 → (common 1, rank 1)

- Barra 3, 4 y 5 son alimentadas por el generador 1 y 2 → (common 2, rank 2)
- Barra 6 es alimentada por el generador 1, 2 y 3 → (common 3, rank 3)

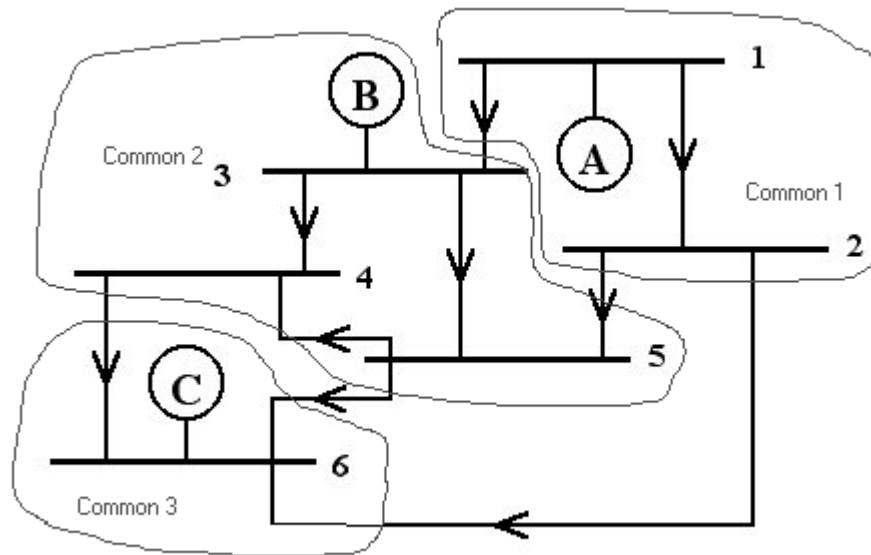


Figura 3.9. Ejemplo de Kirschen con commons delimitados

Para sistemas con un número mayor de barras, el siguiente algoritmo permite determinar los commons del sistema:

- *Determinar el dominio de cada generador*
- *Guardar para cada barra los generadores con que se alimenta ésta*
- *Repita para cada barra*
 - *Si la barra no pertenece todavía a un common, entonces:*
 - *Crear un nuevo common basado en los generadores que alimentan esa barra*
 - *Propagar en forma recursiva ese common a todas las barras conectadas a la barra en estudio*

- *Fin de la condición*
- *Fin del loop*

3.3.2.3. Concepto de Links

Una vez divididos las barras en commons, existirán ramas que son internas a los commons, vale decir que conectan dos barras que pertenecen a un mismo common; y aquellas que son externas a los commons y que conectan barras de commons distintos.

Aquellas líneas externas que conectan los mismos commons serán los denominados "*Links*" del sistema. Cabe señalar que los flujos por todas las líneas de un determinado link fluyen en la misma dirección. Además este flujo es siempre desde un common de rank N hacia uno de rank M, en que siempre $M > N$.

En el ejemplo visto hasta ahora se tiene la siguiente situación:

- Link 1 : conecta common 1 y 2 → (líneas 1-3 y 2-5)
- Link 2 : conecta common 2 y 3 → (líneas 4-6 y 5-6)
- Link 3 : conecta common 1 y 3 → (líneas 2-6)

Las líneas 3-4, 3-5 y 4-5 son internas al common 2. La línea 1-2 es interna al common 1. El common 3 no tiene ramas internas.

3.3.2.4. Representación gráfica del sistema

Dada la dirección de los flujos en todas las ramas del sistema, el algoritmo propuesto por los autores describirá un set de commons y links único.

Si se representan los commons como nodos y los links como líneas, el sistema completo puede ser representado como un gráfico directo y acíclico. El gráfico será directo ya que la dirección de los flujos por los links es específica a la configuración actual del sistema. Por otro lado se dice que el gráfico es acíclico ya que los links pueden conectar commons alimentados por menos a más generadores.

Típicamente el common raíz del gráfico corresponde a aquel que posee rank 1, mientras que los últimos en representarse serán los de rank mayor.

El gráfico correspondiente al ejemplo es el que se presenta a continuación:

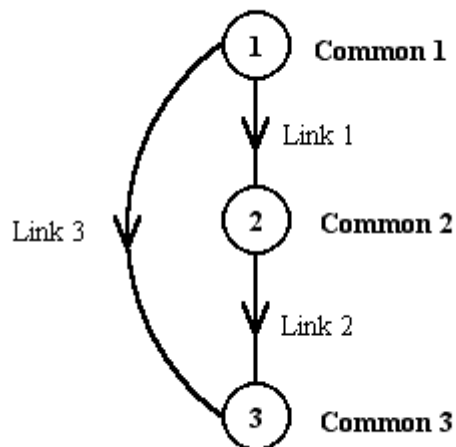


Figura 3.10. Ejemplo de Kirschen en forma gráfica

Cabe señalar que un cambio de dirección de flujo de potencia producto de un cambio en una simple línea o transformador, puede alterar completamente la forma y tamaño de gráfico que representa al sistema. Este cambio puede aumentar o disminuir considerablemente el dominio de un

generador y esto puede causar la aparición o desaparición de varios commons o links.

3.3.2.5. Contribución a la carga de un common

Los resultados hasta ahora obtenidos proporcionan una vista cualitativa del sistema. Para obtener un punto de vista cuantitativo se requiere de nuevas definiciones y supuestos.

El *flujo interno* de un common se define como la suma de las potencias inyectadas por generadores conectados en barras ubicadas dentro del common más aquellas potencias importadas desde otros commons a través de los links. Este flujo interno será siempre positivo. Para el caso de los nodos raíces (aquellos que poseen rank 1 en el gráfico del sistema) estos sólo incluyen la potencia inyectada por los generadores incluidos en el common, ya que no poseen aportes desde otros commons.

El *flujo externo* de un common se define como la suma de las potencias exportadas a través de los links hacia otros commons de mayor rank.

El flujo interno de un common será igual a la suma de los flujos externos más las cargas conectadas a las barras del common (es decir lo que entra es igual a lo que sale).

Para obtener los resultados cuantitativos esperados se debe trabajar bajo el siguiente supuesto de proporcionalidad:

Para un common dado, si la proporción de flujo interno asociado al generador i es x_i , entonces la proporción de flujo externo asociado al generador i es también x_i .

Como corolario del supuesto anterior de proporcionalidad se formula lo siguiente:

Para un common dado, si la proporción de flujo interno asociado al generador i es x_i , entonces la proporción de la carga asociado al generador i es también x_i .

Con estos supuestos se crea un método recursivo para determinar la contribución de cada generador en el suministro de potencia de las cargas de cada common. Para ello se definen las siguientes variables:

- C_{ij} : contribución del generador i a la carga y flujo externo del common j .
- C_{ik} : contribución del generador i a la carga y flujo externo del common k .
- F_{jk} : flujo desde el common j al k a través del link.
- F_{ijk} : flujo desde el common j al k a través del link proveniente del generador i .
- I_k : flujo interno del common k .

Se tienen entonces las siguientes relaciones:

$$F_{ijk} = C_{ij} \cdot F_{jk} \quad (3.27)$$

$$I_k = \sum_j F_{jk} \quad (3.28)$$

$$C_{ik} = \frac{\sum_j F_{ijk}}{I_k} \quad (3.29)$$

Estas ecuaciones recursivas son las que se utilizarán para calcular la contribución de cada generador en cada common siempre que éstos puedan inicializarse.

Para comenzar el cálculo se debe comenzar con aquellos commons raíces, vale decir aquellos que poseen rank 1 en los cuales el flujo interno es enteramente producido por los generadores dentro de este common. A continuación se calcula el flujo externo para estos commons y luego se propaga hacia los de mayor rank.

Para reflejar en forma más clara la metodología se analiza el ejemplo presentado anteriormente, el cual se presenta en forma gráfica nuevamente con mayor información:

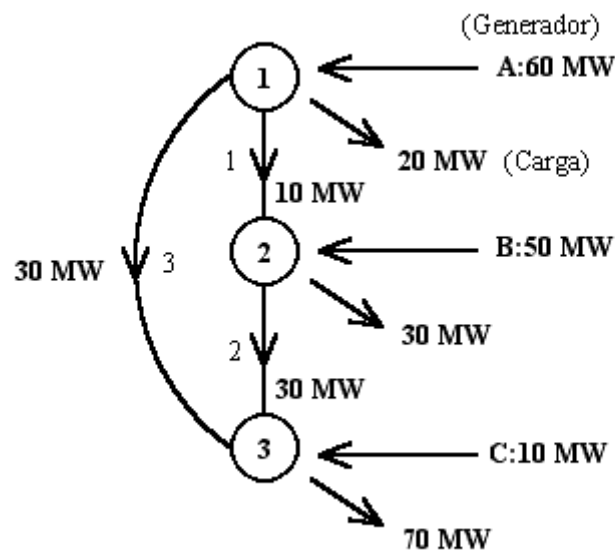


Figura 3.11. Ejemplo de Kirschen en forma gráfica completo

(a) Primero se calculan los flujos internos de cada common:

Common1:	60 [MW]
Common2:	$50+10=60$ [MW]
Common3:	$10+30+30=70$ [MW]

(b) Luego se calculan las contribuciones de los generadores empezando por los commons raíces del gráfico del sistema.

- Contribución relativa al la carga y flujo externo del common 1.

Generador A: $60/60 = 1$ [p.u.]

- Contribución absoluta al flujo interno del common 2.

Generador A: $10 \times 1.0 = 10$ [MW]

Generador B: 50 [MW]

- Contribución relativa al la carga y flujo externo del common 2.

Generador A: $10/60 = 0.167$ [p.u.]

Generador B: $50/60 = 0.833$ [p.u.]

- Contribución absoluta al flujo interno del common 3.

Generador A: $30 \times 1.0 + 30 \times 0.167 = 35$ [MW]

Generador B: $30 \times 0.833 = 25$ [MW]

Generador C: 10 [MW]

- Contribución relativa al la carga del common 3 (no posee flujo externo).

Generador A: $35/70 = 0.5$ [p.u.]

Generador B: $25/70 = 0.357$ [p.u.]

Generador C: $10/70 = 0.143$ [p.u.]

De los resultados anteriores se puede concluir que por ejemplo para el caso del generador A, éste entrega un 50% de potencia para la carga del common 3, pero sólo un 16.7% para el consumo del common 2.

En la siguiente tabla se tiene el resumen de las contribuciones de los generadores a los distintos commons:

Tabla 3.5. Ejemplo de Kirschen

	Common		
	1	2	3
Generador A	1	0.167	0.500
Generador B		0.833	0.357
Generador C			0.143

En resumen el supuesto bajo el cual trabaja el algoritmo propuesto por los autores propone que por ejemplo si el generador A aporta con un 16.7% para el consumo interno del common 2, también aporta con un 16.7% para el flujo externo del common 2, es decir aquel flujo que proviene del generador A y que será entregado por el common 2 al 3.

3.3.2.6. Contribución a las cargas individuales y a los flujos por las ramas

Considerando que todas las barras dentro de un common son indistinguibles con respecto a las otras, en cuanto al trazado del flujo de potencia se refiere, es también razonable aplicar el supuesto de proporcionalidad no tan solo al common sino que también a cada carga o flujo por línea en forma individual dentro de un common. En otras palabras, si x_{ij} es la contribución del generador i al common j , también es la contribución del generador i a cada carga y flujo por una rama contenido en el common j y a cada flujo externo por una línea que salga del common j .

Conociendo el common al que pertenece cada barra y la contribución de cada generador a los commons, se tiene la capacidad de calcular cuanta potencia aporta cada generador a cada carga. Además es posible calcular la proporción de uso que hace cada generador sobre las líneas para efecto de prorrateo de éstas. Para aquellas líneas que unen commons distintos, la

proporción de uso de éstas se debe basar en la contribución de los generadores a los commons de menor rank.

Puesto que es razonable asumir que los generadores contribuyen a las pérdidas en las líneas en proporción al uso que de ellas hacen, es posible calcular qué porcentaje de la potencia generada es disipada en el sistema.

3.3.3. Aplicaciones del método

Dentro de las aplicaciones que se presentan para la metodología propuesta por los actores se destacan:

- Diferenciación geográfica de los precios spot: el precio cobrado a los consumidores podría ser calculado en base a la contribución relativa de cada generador a esa carga y considerando el precio de cada uno de esos generadores.
- Precios del servicio de transmisión: los generadores podrían pagar por los servicios de transmisión de acuerdo al uso real que hacen cada línea.
- Prorrato de las pérdidas: el método propuesto hace posible calcular la proporción de rendimiento que los generadores realmente entregan a los consumidores.
- Comparando las contribuciones de flujos activos y reactivos en una línea, es posible determinar si cada generador está produciendo la proporción justa de reactivos necesario para mantener al sistema operando.
- Visualización: los conceptos de dominio y commons pueden ser usados para ayudar a los operadores del sistema a tener un mejor entendimiento del estado actual de sistema.

3.3.4. Aplicación a un ejemplo numérico

El algoritmo propuesto por los autores se prueba en un sistema formado por 30 barras de forma tal de observar las distintas situaciones que se presentan y los resultados que se obtienen.

El sistema de potencia utilizado para el ejemplo es el que se muestra a continuación en la Figura 3.12:

Los datos correspondientes al valor de los generadores y consumos en las distintas barras son los que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3.6. Ejemplo numérico de Kirschen

Barra	Generación[MW]	Carga[MW]
1	0.0	2.4
2	68.3	0.0
3	40.0	21.7
4	0.0	22.8
5	0.0	0.0
6	50.0	30.0
7	0.0	0.0
8	30.9	94.2
9	0.0	0.0
10	0.0	5.8
11	50.0	0.0
12	0.0	11.2
13	50.0	0.0
14	0.0	6.2
15	0.0	8.2
16	0.0	3.5
17	0.0	9.0
18	0.0	3.2
19	0.0	9.5
20	0.0	2.2
21	0.0	17.5
22	0.0	0.0
23	0.0	3.2
24	0.0	8.7
25	0.0	0.0
26	0.0	3.5
27	0.0	0.0
28	0.0	7.6
29	0.0	2.4
30	0.0	10.6

Para calcular las contribuciones de los generadores utilizando el algoritmo propuesto, se debe primero obtener una corrida de flujo de potencia mediante algún programa computacional. Los resultados de esta corrida de flujo se presentan a continuación.

Tabla 3.7. Flujo del ejemplo numérico de Kirschen

Flujos			
Desde	Hasta	Desde[MW]	Hasta[MW]
15	23	7.76	7.70
30	29	-3.67	-3.70
29	27	-6.10	-6.19
5	27	12.96	12.96
27	25	-0.33	-0.33
25	26	3.54	3.50
25	24	-3.88	-3.91
24	23	-4.48	-4.50
14	15	2.29	2.28
15	12	-20.81	-21.09
12	14	8.58	8.49
16	12	-9.67	-9.75
15	18	7.12	7.07
18	19	3.87	3.86
19	20	-5.63	-5.65
20	10	-7.85	-7.92
22	24	8.22	8.13
21	22	-0.33	-0.32
22	10	-8.54	-8.61
10	9	-39.00	-38.99
9	11	-50.00	-50.00
10	17	2.87	2.85
17	16	-6.14	-6.17
28	12	0.64	0.64
2	1	24.06	23.61
1	28	21.21	21.10
3	28	14.09	13.98
7	10	3.51	3.51
28	7	26.84	26.74
7	4	41.20	40.76
4	8	17.96	17.81
8	3	-45.53	-46.50
6	5	5.38	5.36
7	6	-14.58	-14.61
12	13	-50.00	-50.00
21	10	-8.58	-8.65
10	21	8.56	8.58
7	9	-11.00	-11.00
30	27	-6.92	-7.10
2	3	22.13	21.14
7	5	7.61	7.60
3	2	-21.14	-22.13

Para el cálculo de las contribuciones de los generadores a los distintos commons, se procedió a implementar el algoritmo en lenguaje de programación C

El programa permite obtener los datos generales del problema, los dominios del sistema, commons y sus respectivos rank, flujos por los links, flujo interno de cada common, los consumos totales de cada common, las contribuciones que cada generador entrega a cada common en porcentaje y [MW], la generación que cada generador destina a las cargas, las pérdidas que se producen en cada línea y las pérdidas con sus correspondientes porcentaje asociadas a cada generador. De los resultados que se obtiene mediante el programa es posible también derivar el gráfico que muestra el estado actual del sistema.

Resolviendo mediante el programa para el ejemplo propuesto, se tienen los resultados mostrados en el Anexo C.

Las contribuciones de los generadores a los distintos commons se presentan a continuación en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8. Resultados del ejemplo numérico de Kirschen

Generador	common										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	1	0.6131	0.1696	0	0.3284	0	0.0077	0	0.0590	0.1037	0.1412
3	0	0.3869	0.1070	0	0.2073	0	0.0049	0	0.0373	0.0655	0.0891
6	0	0	0.2062	1	0.0390	0	0	0	0.0654	0.1224	0.1701
8	0	0	0.0000	0	0.3275	0	0	0	0.0000	0	0
11	0	0	0.5172	0	0.0978	1	0	0	0.1640	0.3068	0.4266
13	0	0	0	0	0	0	0.9874	1	0.6743	0.4016	0.1730

De los resultados entregados por el programa se obtienen los commons que presenta el sistema, los cuales se presentan en el diagrama que se muestra en la Figura 3.14. Además es posible obtener el gráfico del estado del

sistema en el cual se puede ver de manera más clara los links entre commons y el rank de cada uno.

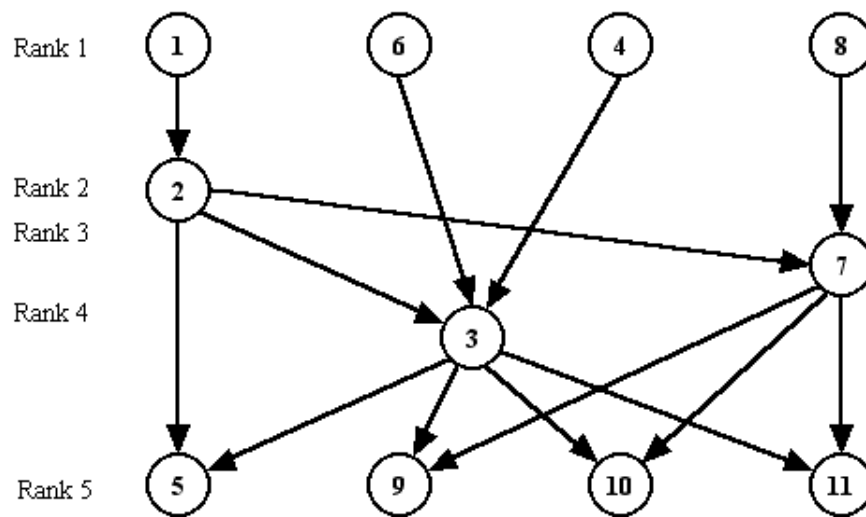


Figura 3.13. Gráfica de los resultados del ejemplo numérico de Kirschen

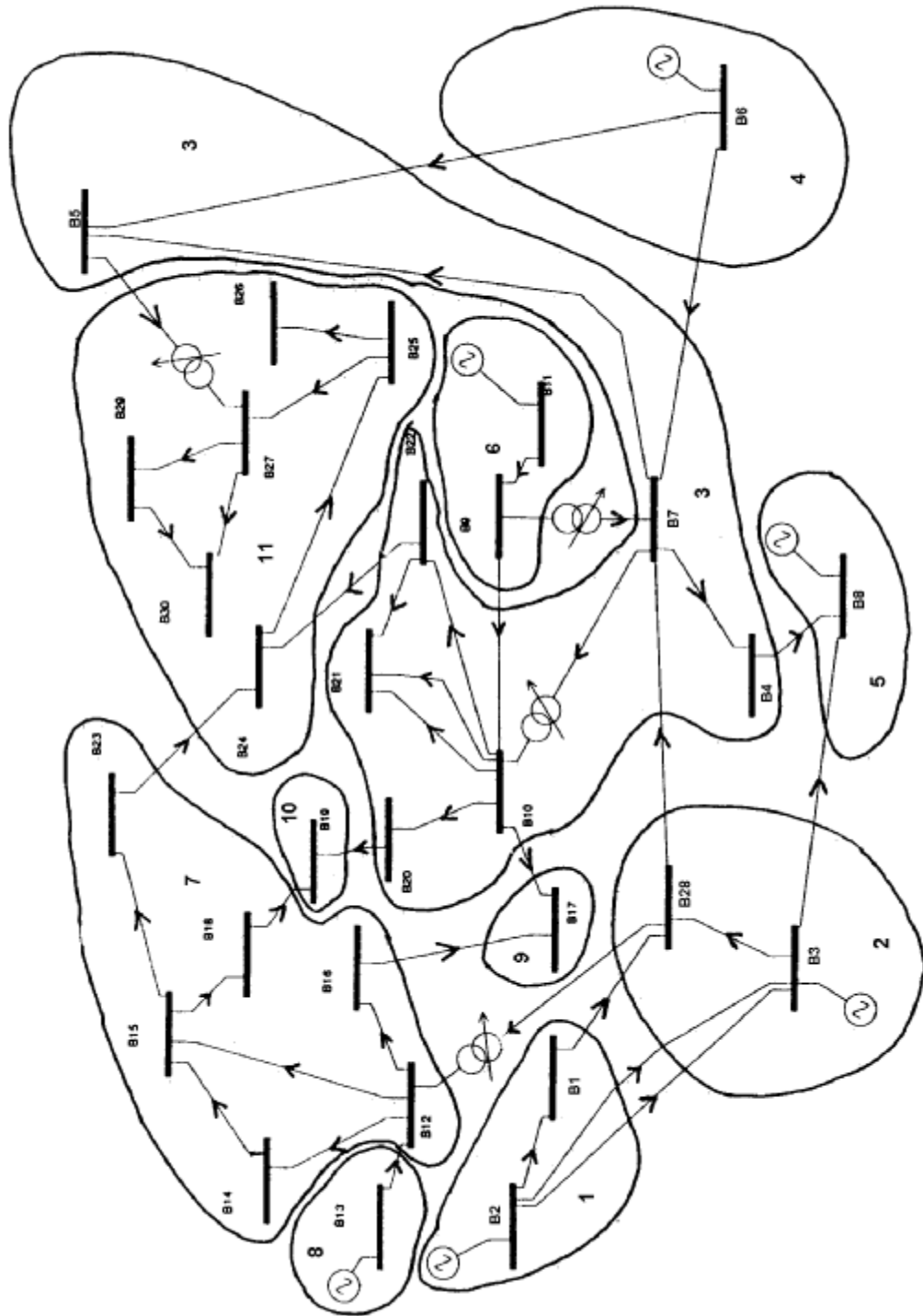


Figura 3.14. Ejemplo numérico de Kirschen con los commons delimitados

De los resultados obtenidos con el programa implementado, se puede ver en la tabla de contribuciones de los generadores a los distintos commons, que por ejemplo, el generador conectado en la barra 11, entrega un 16.4% de la potencia que alimenta a la carga de 9[MW] conectada en la barra 17 perteneciente al common 9. Esto representa un 3% de lo entregado por este generador. De forma análoga el generador de la barra 6 es responsable de un 20.6% del flujo a través de la línea que une las barras 10 y 21, las cuales pertenecen al common 3.

Para el cálculo de las pérdidas del sistema, se calculan inicialmente las pérdidas por cada línea y luego se calculan las contribuciones de cada generador a estas pérdidas. Así se tiene que por ejemplo el generador 2 es responsable de 3.47[MW] del total de las pérdidas del sistema (5.68[MW]) lo que corresponde a un 61.15 % de éstas.

3.4. Método basado en los factores de distribución

Otra de las formas de medida del uso de los sistemas de transporte de energía eléctrica son los *factores de distribución* [Rudnick, 1995]. Esta metodología encuentra factores que dan una medida de utilización de la red basándose en su configuración.

3.4.1. Introducción al método basado en factores de distribución

Dada la necesidad de asignar en forma justa y clara los costos del sistema de transmisión de manera de que dé señales que promuevan la inversión y utilización de ésta, es que se han planteado diferentes métodos con el fin de determinar el grado de impacto que un generador o consumo determinado tienen sobre las líneas de transmisión de un sistema eléctrico.

Dentro de estos métodos se encuentra el de los " *factores de distribución*" tradicionalmente utilizados en análisis de seguridad y contingencias de sistemas eléctricos, y que puede ser adaptado para ser usados en la asignación de pagos por el uso del sistema de transmisión. Mediante el método de MW - Millas se pueden usar los factores de distribución para determinar las transacciones de flujos de potencia.

3.4.2. Descripción del método de factores de distribución

Estos factores, tradicionalmente utilizados en el estudio de la seguridad y las contingencias de los sistemas eléctricos de potencia, son una metodología que busca obtener índices que den una medida del grado de utilización de la red tanto para generadores como para consumos basándose en su configuración. La utilización de estos factores se caracterizan por ser simples de entender y prácticos de utilizar en esquemas de acceso abierto, como son los sistemas de transmisión en países en los cuales la desregulación de los sistemas eléctricos ha tenido efecto (Chile, Argentina, Colombia, Perú, Bolivia...).

Existen los tradicionales factores de distribución A o GSDF (generalized shift distribution factors) que relacionan los cambios incrementales de inyección o retiro de potencia en las barras del sistema exceptuado la barra de referencia. Además de estos factores están los GGDF (generalized generation distribution factors) que representan el impacto total (no incremental) sobre el flujo por una línea provocado por un cambio en la inyección de potencia de un generador y los GLDF (generalized load distribution factors) que representan el impacto total de las inyecciones negativas, correspondientes a las cargas, sobre el flujo por una línea.

En resumen existen tres alternativas para asignar los pagos correspondientes al uso del sistema de transmisión (para inyecciones netas, sólo para generadores, sólo para cargas).

3.4.3. Forma matemática de los factores de distribución

3.4.3.1. Factores A o GSDF

Estos factores relacionan un cambio de flujo de potencia en una línea respecto de la inyección neta de potencia en un nudo.

Un factor de distribución $A_{i-k,b}$ se define a través de un análisis de sensibilidad e indica la relación entre un cambio en la potencia inyectada ΔPI_b en una barra b y un cambio ΔF_{i-k} en el flujo a través de la línea $i-k$. Se considera además que un cambio de inyección de potencia en una barra cualquiera es absorbido por un cambio igual ΔPI_R en la barra de referencia R , considerando que los generadores, cargas y pérdidas restantes se mantienen constantes. Por lo tanto para los cambios en todas las inyecciones, la variación en el flujo por una determinada línea está dado aproximadamente por:

$$\Delta F_{i-k} = \sum_{b \neq R} A_{i-k,b} \cdot \Delta PI_b \quad (3.30)$$

en que se cumple que

$$\sum_{b \neq R} \Delta PI_b + \Delta PI_R = 0 \quad (3.31)$$

Estos factores A se obtienen desde un análisis DC de flujo de potencia, usando reactancias se calculan como:

$$A_{i-k,b} = \frac{X_{i-b} - X_{k-b}}{X_{i,k}} \quad (3.32)$$

donde X_{i-b} y X_{k-b} 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 $X_{i,k}$ corresponde a la reactancia del tramo i-k, donde i y k son los nodos terminales de la línea i-k.

Estos factores son estimados en forma lineal para los cambios en los flujos debido a la variación en la potencia inyectada en una barra. Son independientes de las condiciones de operación del sistema (distribución de generación y carga), pero dependen de la configuración de la red y de la barra de referencia elegida. Para determinar el impacto en una rama de una inyección, se debe conocer el sentido del flujo por la rama.

Los factores A pueden ser también determinados a través de un análisis AC o mediante un uso sucesivo de un algoritmo de despacho económico, pero debido a su simplicidad se prefiere la utilización de un flujo DC.

3.4.3.2. Factores D o GGDF

Estos factores D o factores de Distribución Generalizada de Generación (GGDF) relacionan el flujo de potencia en una línea 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 generación-flujo, y no incrementales.

Un factor $D_{i-k,g}$ relaciona la inyección total de un generador G_g en una barra g, con el flujo real F_{i-k} por una línea i-k. Estos factores se definen a partir de las siguientes ecuaciones:

$$F_{i-k} = \sum_g D_{i-k,g} \cdot G_g \quad (3.33)$$

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.

Es posible obtener los GGDF a través de los GSDF mediante la siguiente relación:

$$D_{i-k,g} = A_{i-k,g} + D_{i-k,R} \quad (3.34)$$

en que $D_{i-k,R}$ se define como:

$$D_{i-k,R} = \frac{\left(F_{i-k} - \sum_{p \neq R} A_{i-k,p} \cdot G_p \right)}{\left(\sum_g G_g \right)} \quad (3.35)$$

3.4.3.3. Factores C o GLDF

Estos factores relacionan un flujo de potencia en una línea con la carga en una barra del sistema. Así un factor $C_{i-k,j}$ relaciona la carga L_j en una barra j , con el flujo F_{i-k} por la línea $i-k$ a través de las siguientes ecuaciones:

$$F_{i-k} = \sum_j C_{i-k,j} \cdot L_j \quad (3.36)$$

Los GLDF son al igual que los GGDF dependientes de los parámetros del sistema, pero son independientes de la barra de referencia elegida. Además dependen de las condiciones de operación del sistema en estudio.

Los factores C se relacionan con los factores de distribución A o GSDF a través de las siguientes ecuaciones:

$$C_{i-k,j} = C_{i-k,R} - A_{i-k,j} \quad (3.37)$$

en que $C_{i-k,R}$ se define como:

$$C_{i-k,R} = \frac{\left(F_{i-k} + \sum_{p \neq R} A_{i-k,p} \cdot L_p \right)}{\sum_j L_j} \quad (3.38)$$

En resumen se tiene que los factores GSDF dependen esencialmente de los parámetros eléctricos de la red (particularmente de las reactancias) y de la elección de la barra de referencia o marginal. Son independientes de la condición de operación del sistema y pueden ser aplicados tanto a generadores como a cargas. Sin embargo, para determinar el impacto en la red de las diferentes inyecciones, es necesario conocer la dirección del flujo de potencia en cada rama en la condición de estudio. Por otro lado, los factores GGDF aplicables a generación y GLDF aplicables a cargas, dependen de los parámetros, pero no de la elección de la barra de referencia, y son dependientes de las condiciones de operación del sistema. En el siguiente cuadro se resumen las principales características de los factores de distribución presentados anteriormente.

Tabla 3.9. Resumen de características de los factores de distribución

	Factores		
	GSDF	GGDF	GLDF
Aplicable para ser usados en:	Generación o carga	Generación	Carga
Asignación de pagos basados en:	Flujo incremental	Flujo total	Flujo total
Dependen de:	Barra referencia y dirección del flujo	Condiciones de operación	Condiciones de operación

Al usar un flujo DC para determinar los factores A y con ello los factores GGDF y GLDF, implica considerar que las líneas de transmisión no tienen pérdidas, y que éstas serán incorporadas posteriormente. Una alternativa utilizada comúnmente es la de colocar las pérdidas como consumos en los extremos de cada línea. Es decir la mitad de las pérdidas de cada línea se colocan como carga en los dos extremos respectivos. De esta forma se

representa en forma aproximada sobre los flujos por las líneas el impacto de las inyecciones de potencia.

Para prorratear los sistemas de transmisión, la ley chilena indica que los pagos por cada línea deben ser asignados por todos los usuarios de éstas, en proporción al máximo de potencia transportada por cada usuario, con respecto al máximo de la potencia transportada por esa línea. Sólo aquellos que contribuyen con flujo en el mismo sentido del flujo máximo, deben pagar. Aquellos que contribuyan con flujos negativos, vale decir en sentido contrario al flujo máximo, no pagarán por el uso de las líneas, pero tampoco se les premiará.

Una de las forma de asignar responsabilidades al flujo por las líneas ya sea a generadores o consumos es a través de los factores antes mencionados, como los GGDF's o GLDF's. Por ejemplo la prorrata a partir de factores GGDF determinando el grado de contribución que un generador b posee sobre el flujo F_{i-k} de una determinada línea $i-k$, se puede estudiar de la siguiente forma:

$$FP_{i-k,b} = \frac{(D'_{i-k,b} \cdot G_b)}{\sum_g D'_{i-k,g} \cdot G_g} \quad (3.39)$$

en que $D'_{i-k,b}$ corresponde a $D_{i-k,b}$ si el factor es del mismo signo que el flujo y será 0 si el factor es de signo opuesto.

3.4.4. Aplicación numérica

Para observar mejor la aplicación y utilidad de los factores de distribución, se presenta a continuación un ejemplo numérico consistente en un pequeño sistema compuesto de cinco barras y cinco líneas tal como el que se muestra a continuación:

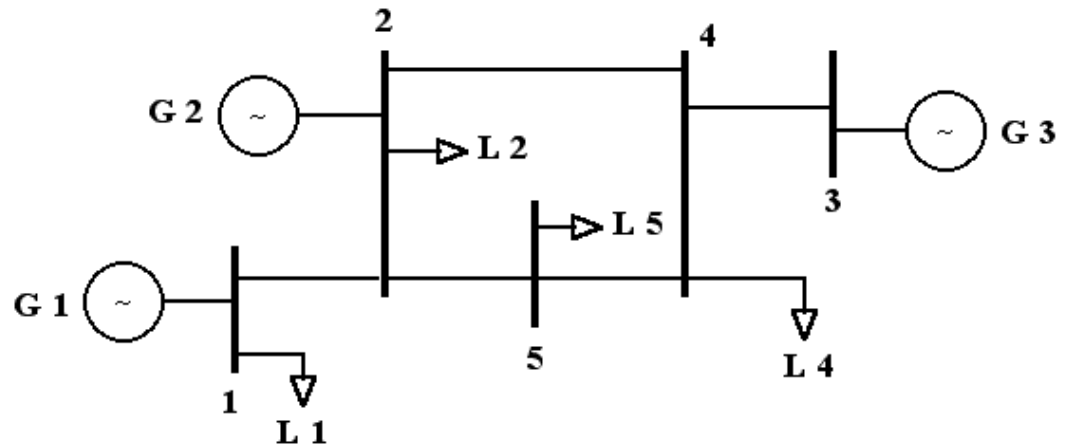


Figura 3.15. Ejemplo numérico de factores de distribución

Los datos correspondientes a los parámetros de las líneas son los que se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 3.10. Datos del ejemplo numérico de factores de distribución

Línea		Reactancia (p.u.)
1	2	0.208
2	5	0.524
5	4	0.236
2	4	0.694
4	3	0.806

Las inyecciones de potencia y los consumos se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 3.11. Generación y consumo del ejemplo numérico de factores de distribución

Barra	Generación [MW]	Consumo[MW]
1	144.0	86.0
2	10.7	46.8
3	34.6	0.0
4	0.0	36.2
5	0.0	17.4

Para calcular los factores de distribución se realiza un análisis DC para el sistema presentado, del cual se obtienen los flujos por las líneas que se muestran a continuación:

Tabla 3.12. Flujo del ejemplo numérico de factores de distribución

Línea	Flujo [MW]
1 2	58.00
2 5	12.78
4 5	4.77
2 4	8.00
3 4	33.07

las direcciones de estos flujos se presentan en el diagrama siguiente:

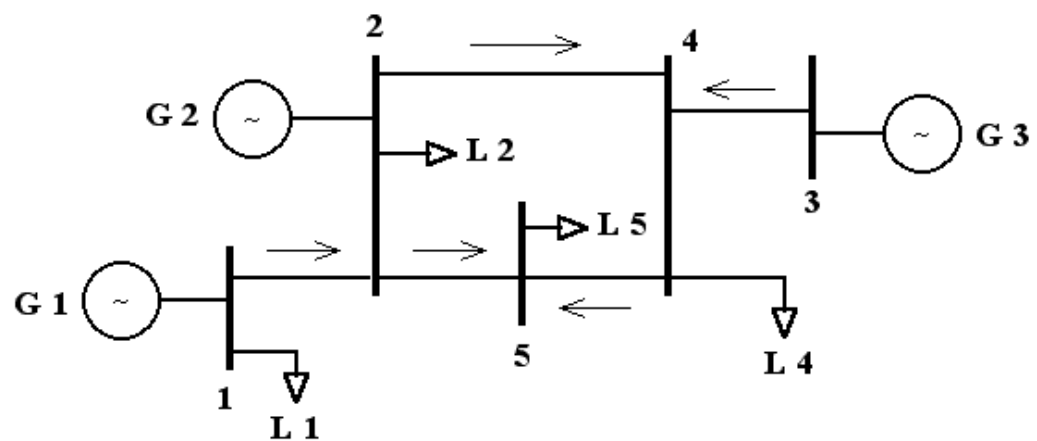


Figura 3.16. Flujos del ejemplo numérico de factores de distribución

Ingresando estos datos en un programa que calcule los factores de distribución GSDF, GGDF y GLDF se obtienen los siguientes resultados. Para el cálculo de los factores A se eligió la barra 3 como referencia.

Tabla 3.13. Factores A del ejemplo numérico

Factores A o GSDF						
		Barra				
Línea		1	2	3	4	5
1	2	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2	5	0.477	0.477	0.000	0.000	-0.162
4	5	-0.477	-0.477	0.000	0.000	-0.838
2	4	0.523	0.523	0.000	0.000	0.162
3	4	-1.000	-1.000	0.000	-1.000	-1.000

Tabla 3.14. Factores D del ejemplo numérico

Factores D o GGDF						
		Barra				
Línea		1	2	3	4	5
1	2	0.546	-0.454	-0.454	-0.454	-0.454
2	5	0.155	0.155	-0.323	-0.323	-0.485
4	5	-0.062	-0.062	0.415	0.415	-0.422
2	4	0.138	0.138	-0.385	-0.385	-0.223
3	4	-0.008	-0.008	0.992	-0.008	-0.008

Tabla 3.15. Factores C del ejemplo numérico

Factores C o GLDF						
		Barra				
Línea		1	2	3	4	5
1	2	-0.227	0.773	0.773	0.773	0.773
2	5	-0.084	-0.084	0.393	0.393	0.556
4	5	0.085	0.085	-0.393	-0.393	0.445
2	4	-0.092	-0.092	0.430	0.430	0.268
3	4	0.177	0.177	-0.823	0.177	0.177

De los factores anteriores se puede determinar por ejemplo el aporte que cada generador entrega al flujo por cada una de las líneas. Para ello se utilizan

los factores GGDF y mediante la utilización de la ecuación (3.33) para cada línea y cada generador se obtienen los siguientes valores:

Tabla 3.16. Contribuciones de los generadores en el ejemplo numérico

			Contribuciones		
Línea		Flujo[MW]	Generador 1	Generador 2	Generador 3
1	2	58.00	78.62	-4.84	-15.71
2	5	12.78	22.32	1.65	-11.18
4	5	4.77	-8.93	-0.66	14.36
2	4	8.00	19.87	1.47	-13.32
3	4	33.07	-1.15	-0.09	34.32

Para efectos de prorrateo del uso de las líneas, se utiliza la ecuación (3.39) en la cual **se hacen cero aquellos aportes que son de signo contrario al flujo** total por la línea. Con esta ecuación se calculan los porcentajes de participación de cada generador en el uso de las líneas de transmisión. Estos aportes son los mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 3.17. Proporción de contribución de los generadores en el ejemplo numérico

			% de contribuciones		
Línea		Flujo[MW]	Generador 1	Generador 2	Generador 3
1	2	58.00	100.00	0.00	0.00
2	5	12.78	93.10	6.90	0.00
4	5	4.77	0.00	0.00	100.00
2	4	8.00	93.10	6.90	0.00
3	4	33.07	0.00	0.00	100.00

De la tabla anterior se puede ver que el generador 1 es responsable del pago de todo el uso de la línea 1-2 mientras los generadores 2 y 3 no deben pagar por esta rama.

IV. COMPARACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS PROPUESTAS

4.1. Introducción

En este capítulo se analizan y finalmente se comparan los tres métodos de asignación del cargo complementario presentados en el capítulo anterior. Para ello, se efectuarán simulaciones mediante los programas implementados en C para el caso de los métodos propuestos por Bialek y Kirschen y mediante el "Programa de Determinación del Área de Influencia y Prorrato de Peajes" realizado por el Dr. Hugh Rudnick (Marzo 1998) para los factores de distribución. Las simulaciones se realizarán sobre tres sistemas eléctricos de diferentes características, de forma tal de comparar la posible similitud de los resultados numéricos de cada uno de los métodos. Los sistemas estudiados son:

- Sistema compuesto por 5 barras
- Sistema SIC reducido de 8 barras
- Sistema compuesto de 30 barras

Para los tres métodos se estudiará el reparto o contribución al pago del cargo complementario entre los usuarios de la red, atendiendo al uso eléctrico (o físico) que dichos usuarios hacen de cada instalación individual. En este trabajo se entregarán los resultados para una distribución del pago complementario observando la contribución que los generadores del sistema poseen sobre los flujos de las líneas. Dado que el análisis es similar, no se presentan las contribuciones sobre los flujos que los consumos efectúan. Esto último debido a que en Chile, son los generadores los que se reparten el pago adicional de la red.

Para los tres sistemas en estudio, se presentarán el diagrama que lo caracteriza, sus parámetros y los resultados numéricos obtenidos mediante los tres métodos de asignación del peaje. En cada caso se hará un breve comentario sobre los resultados obtenidos, y al final se presentarán los comentarios y conclusiones generales.

Es necesario señalar que en los resultados mostrados para los tres sistemas elegidos, el cálculo de las contribuciones en forma porcentual de cada generador al flujo por las líneas, es calculado de forma especial para el caso de los factores GGDF, debido a la presencia de flujos negativos en sus resultados. La forma de obtener la contribución porcentual de los generadores se calcula como se señala en el Capítulo 3 en la ecuación (3.39).

4.2. Evaluación de resultados para un sistema de 5 barras

Este pequeño sistema compuesto de 5 barras se tomó del paper "*Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods under Open Access*" [Koda Jun, 2000].

El diagrama del sistema es el que se muestra a continuación.

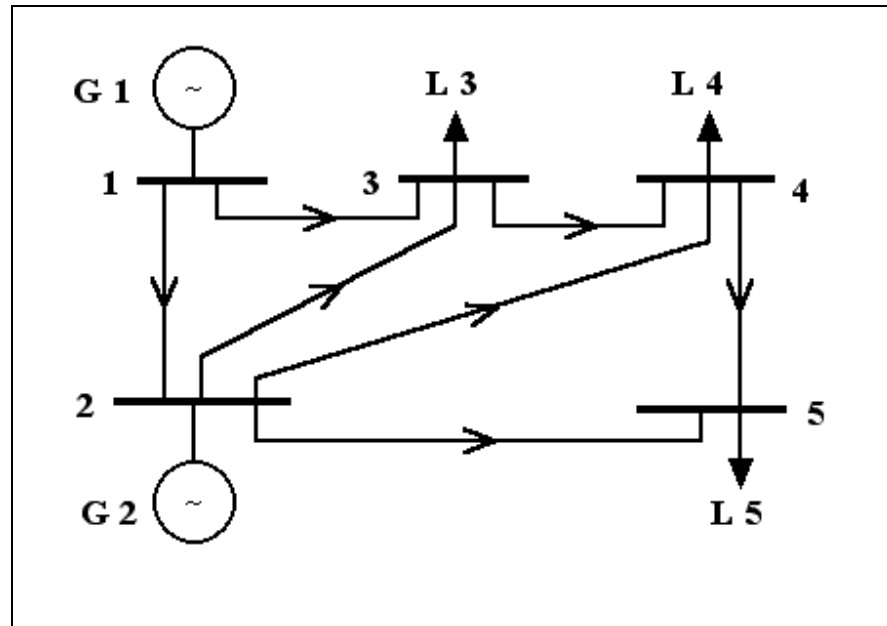


Figura 4.1. Diagrama del Sistema de 5 barras

Los parámetros y datos de generación y cargas correspondientes a este sistema son los que se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 4.1. Parámetros del sistema de 5 barras

Datos del sistema				
Nº de línea	Desde	Hasta	R [p.u.]	X [p.u.]
1	1	2	0.02	0.06
2	1	3	0.08	0.24
3	2	3	0.06	0.18
4	2	4	0.06	0.18
5	2	5	0.04	0.12
6	3	4	0.01	0.03
7	4	5	0.08	0.24

Tabla 4.2. Datos de generación y carga del sistema de 5 barras

Barra	Generación[MW]	Carga[MW]
1	130.48	0
2	20	0
3	0	45
4	0	40
5	0	60

Para el cálculo de las contribuciones de los generadores (o consumidores) se debe obtener primeramente un análisis de flujo mediante algún programa computacional.

Inicialmente se realizaron los cálculos mediante un flujo AC en el cual se consideran las pérdidas del sistema, esto debido a que los métodos propuestos por Bialek y Kirschen contemplan esta consideración. Sin embargo el método basado en los factores de distribución sólo requiere de un flujo DC para sus cálculos. Fue debido esto último y para poder realizar la comparación correspondiente entre métodos, que también se realizaron los cálculos mediante los esquemas de Bialek y Kirschen para un flujo DC.

Los resultados obtenidos para un flujo AC y DC son los que se ven en las Tablas 4.3. a la 4.6 respectivamente. En éstas se pueden observar las contribuciones del Generador 1 y 2 al flujo por las líneas.

Tabla 4.3. Aporte del generador G1 dado un flujo AC (Sistema de 5 barras)

Línea		Aporte del generador G1							
Desde	Hasta	Flujo [MW]		Bialek AC		Kirschen AC		GGDF	
				[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	2	89.9	88.14	89.9	100	89.9	100	-	-
1	3	40.6	39.27	40.6	100	40.6	100	-	-
2	3	24.9	24.44	20.7	83.13	21.52	86.43	-	-
2	4	28.1	27.55	23.36	83.13	24.29	86.44	-	-
2	5	55.1	53.79	45.81	83.14	47.62	86.42	-	-
3	4	18.7	18.66	17.99	96.20	16.16	86.42	-	-
4	5	6.2	6.17	5.55	89.52	5.36	86.45	-	-

Tabla 4.4. Aporte del generador G2 dado un flujo AC (Sistema de 5 barras)

Línea		Aporte del generador G2							
Desde	Hasta	Flujo [MW]		Bialek AC [MW] %		Kirschen AC [MW] %		GGDF [MW] %	
1	2	89.9	88.14	0	0	0	0	-	-
1	3	40.6	39.27	0	0	0	0	-	-
2	3	24.9	24.44	4.61	18.51	3.38	13.57	-	-
2	4	28.1	27.55	5.2	18.51	3.81	13.56	-	-
2	5	55.1	53.79	10.19	18.49	7.48	13.58	-	-
3	4	18.7	18.66	1.35	7.22	2.54	13.58	-	-
4	5	6.2	6.17	0.88	14.19	0.84	13.55	-	-

Tabla 4.5. Aporte del generador G1 dado un flujo DC (Sistema de 5 barras)

Línea		Aporte del generador G1							
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC [MW] %		Kirschen DC [MW] %		GGDF [MW] %		
1	2	89.51	89.51	100	89.51	100	92.28	100.00	
1	3	41.76	41.76	100	41.76	100	38.99	93.30	
2	3	24.51	20.03	81.72	21.27	86.78	20.08	81.76	
2	4	27.75	22.68	81.73	24.08	86.77	23.10	83.22	
2	5	54.76	44.76	81.74	47.52	86.78	46.99	85.86	
3	4	19.3	18	93.26	16.75	86.79	18.25	94.51	
4	5	6.54	5.65	86.39	5.68	86.85	6.17	94.49	

Tabla 4.6. Aporte del generador G2 dado un flujo DC (Sistema de 5 barras)

Línea		Aporte del generador G2							
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC [MW] %		Kirschen DC [MW] %		GGDF [MW] %		
1	2	89.51	0	0	0	0	-2.8	0.00	
1	3	41.76	0	0	0	0	2.8	6.70	
2	3	24.51	4.48	18.28	3.24	13.22	4.48	18.24	
2	4	27.75	5.07	18.27	3.67	13.23	4.66	16.78	
2	5	54.76	10	18.26	7.24	13.22	7.74	14.14	
3	4	19.3	1.3	6.74	2.55	13.21	1.06	5.49	
4	5	6.54	0.89	13.61	0.86	13.15	0.36	5.51	

Lo primero que se puede observar de los resultados mostrados en las tablas anteriores es la similitud que se obtiene al realizar los cálculos dado un flujo AC o DC, para el caso de los métodos de Bialek y Kirschen. Esto se puede ver mejor en las Figuras 4.2 y 4.3 que comparan ambos procedimientos para los aportes del generador G1 al flujo por las líneas.

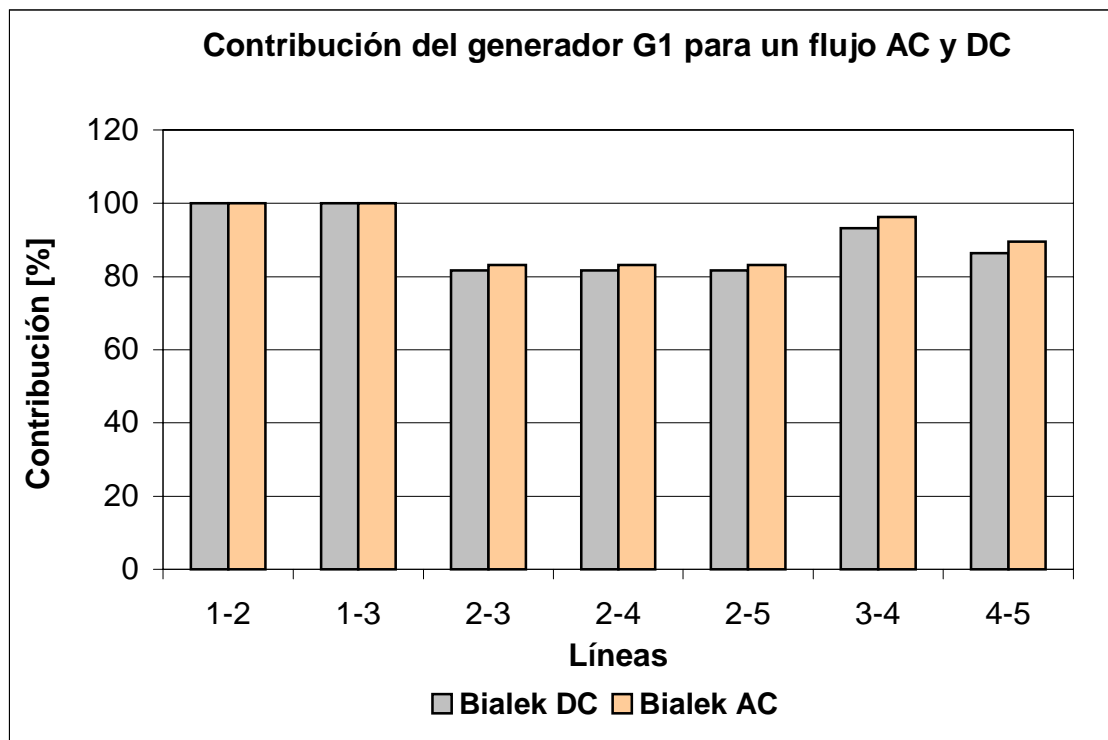


Figura 4.2. Método de Bialek para un flujo AC y DC

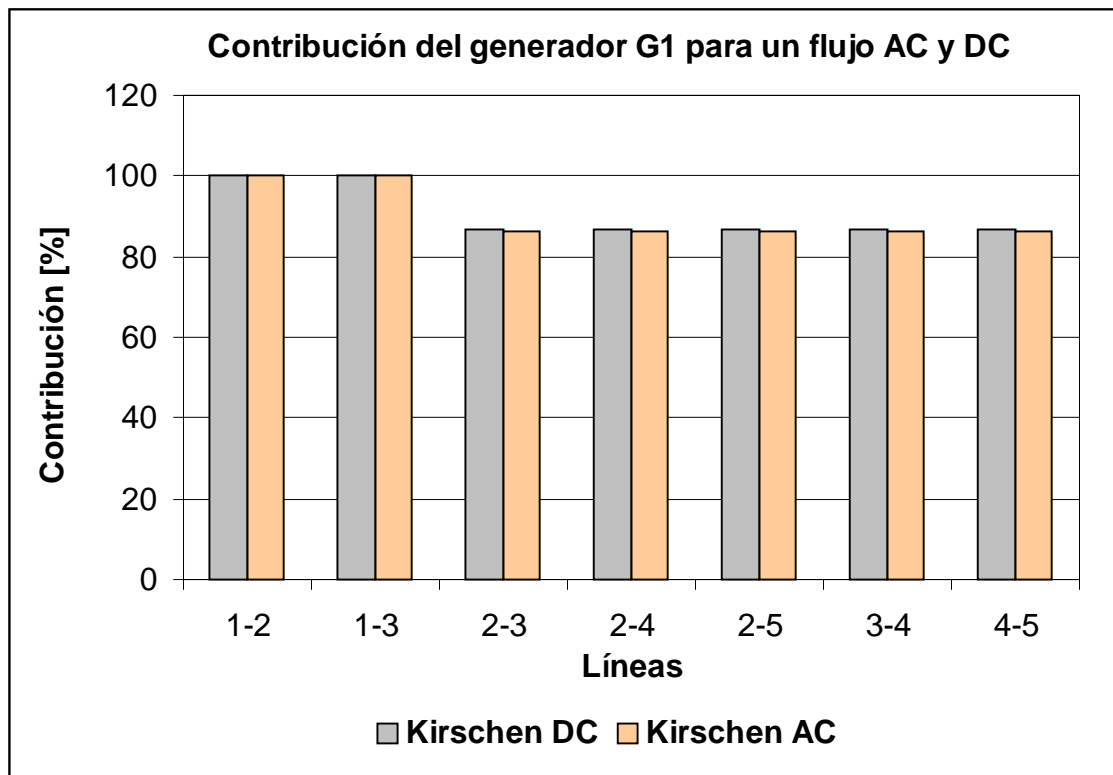


Figura 4.3. Método de Kirschen para un flujo AC y DC

Como puede verse en los gráficos anteriores, la diferencia existente entre realizar los cálculos derivados de un flujo AC y uno DC son muy pequeñas. Estas pequeñas diferencias pueden verse incrementadas en sistemas más complejos como el que se verá más adelante con un sistema de 30 barras, sin embargo las diferencias no son lo suficientemente importantes como para señalar que los métodos de Bialek y Kirschen no reflejen correctamente el aporte de los generadores al flujo por las líneas dado un flujo DC. Esta comparación se efectuó para los tres sistemas que se presentan en este trabajo, y en los tres casos se obtuvieron las mismas conclusiones. Es debido a esto último que en lo que sigue se presentarán y discutirán sólo los resultados obtenidos desde un flujo DC, por la simplicidad que esto significa y dado que la asignación de las pérdidas no es el objetivo de este trabajo.

Al analizar los resultados obtenidos mediante los tres métodos utilizando un flujo DC (Tablas 4.5 y 4.6) se puede observar que existen ciertas diferencias entre las contribuciones que los generadores aportan al flujo por las líneas, en especial si se observan los resultados correspondientes al generador G2. Esto se muestra mejor en la Figura 4.4.

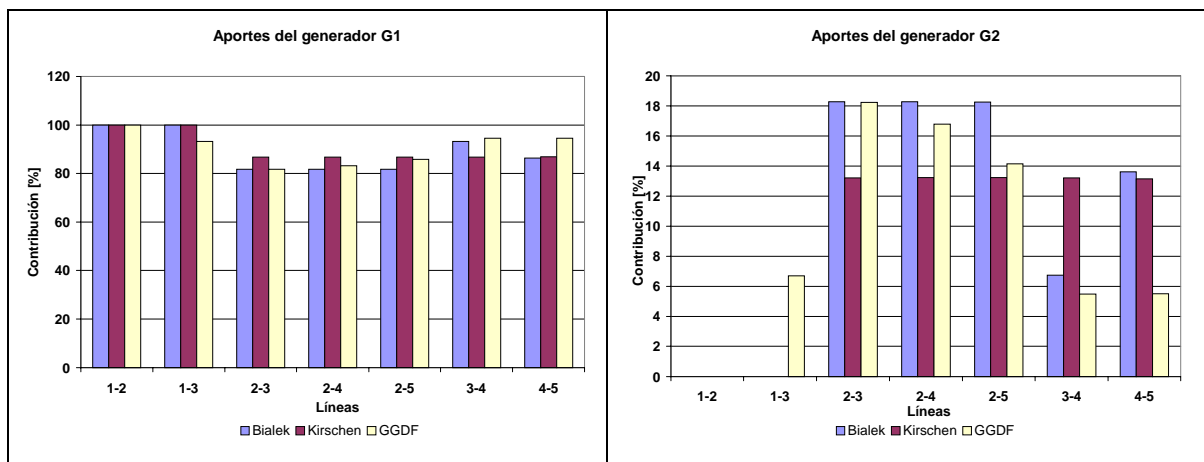


Figura 4.4. Resultados del sistema de 5 barras con los tres métodos

Como se puede ver en el gráfico anterior, para los aportes del generador G1, los resultados son similares entre los tres métodos, sin embargo para los aportes del generador G2, que son en su mayoría de bajo porcentaje, los resultados entre los tres métodos muestran ciertas diferencias.

Analizando los resultados para cada línea en particular, se puede ver que los tres métodos atribuyen prácticamente toda responsabilidad al flujo por las líneas L_{1-2} y L_{1-3} al generador G1, lo cual resulta comprensible al revisar los sentidos de los flujos que salen del nodo 1 del sistema al analizarlo por simple inspección y considerando la capacidad de generación de G1 con respecto a la de G2. Lo interesante de los métodos de asignación de uso eléctrico se reflejan en aquellas líneas del sistema que a simple vista no es posible atribuir responsabilidad a los generadores, como es el caso de las líneas restantes y en

los casos en que existen más generadores cuyas capacidades de generación son similares. Esto se puede ver en el sistema de ocho barras que se presenta a continuación.

En los resultados se puede ver también la presencia de un flujo negativo correspondiente al aporte del generador G2 al flujo por la línea L_{1-2} calculado mediante factores GGDF. Como se dijo anteriormente para realizar el cálculo porcentual de la participación de este generador en el flujo por la línea, se utiliza la ecuación (3.39) la cual considera nulo los factores que son de signo opuesto al flujo.

4.3. Evaluación de resultados para un sistema de 8 barras

Este sistema corresponde a un pequeño modelo del SIC desarrollado para análisis de estudios de despachos de potencia para los alumnos de Ingeniería Eléctrica. Este sistema no corresponde al SIC verdadero, sin embargo utiliza nombres de éste para designar a sus barras.

Básicamente el sistema consta de ocho barras y ocho líneas, alguna de las cuales son de doble circuito. En las Tablas 4.7 y 4.8 se ven los parámetros del sistema y sus generaciones y consumos respectivamente. En los casos de líneas dobles ,las reactancias y resistencias corresponden al equivalente del doble circuito.

Tabla 4.7. Parámetros del sistema de 8 barras

Línea		R [p.u.]	X [p.u.]
1	2	0.0009	0.0013
2	3	0.0274	0.0390
3	4	0.0001	0.0027
3	5	0.0008	0.0170
3	6	0.0788	0.3920
5	7	0.0050	0.0361
6	7	0.0682	0.2270
7	8	0.0310	0.1529

Tabla 4.8. Generación y consumo del SIC

Nodo	Tensión [kV]	Generación [MW]	Consumo [MW]
1	220	150	-
2	-	-	350
3	220	880	690
4	-	-	1100
5	231	620	-
6	220	300	360
7	231	920	490
8	231	260	140

El diagrama del sistema es el que se muestra a continuación.

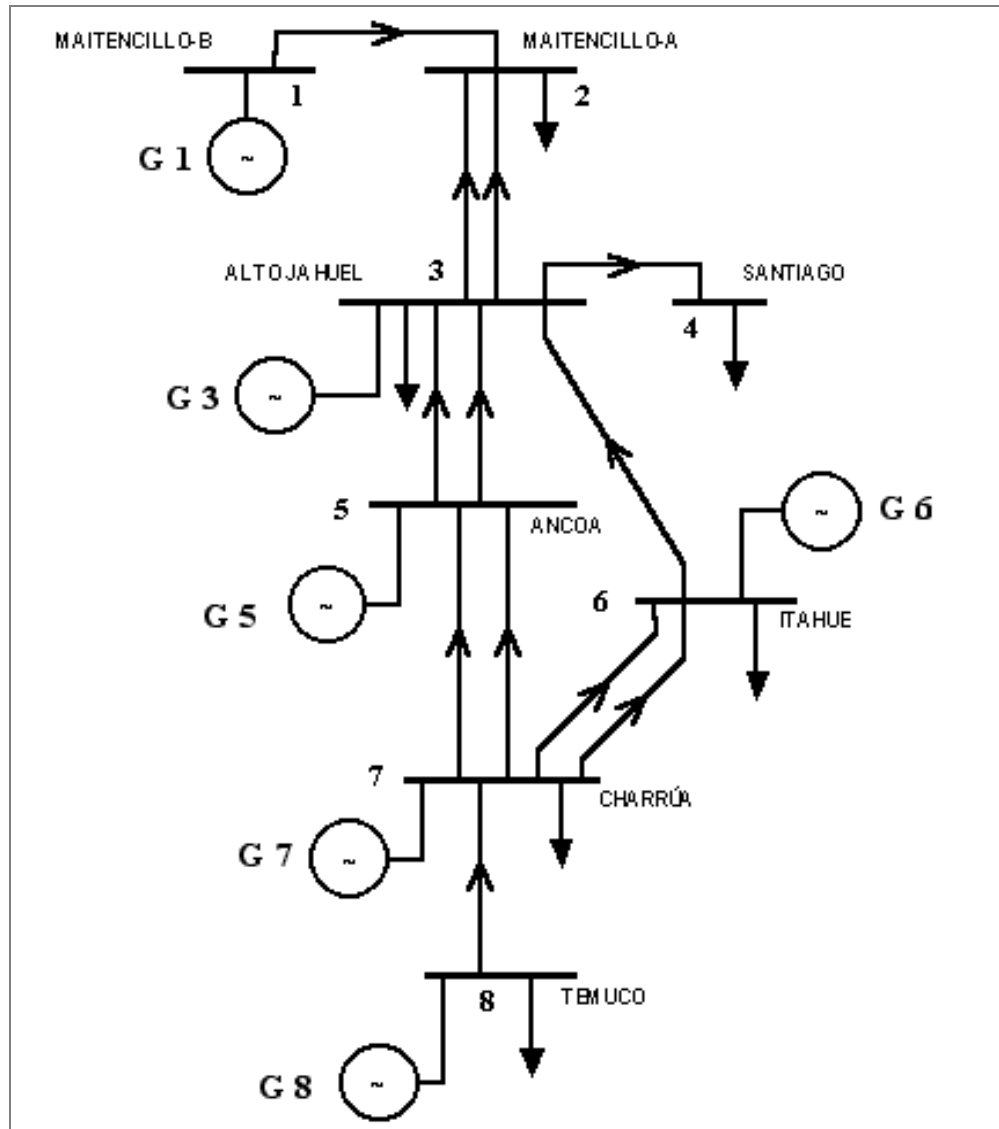


Figura 4.5. Diagrama del SIC de 8 barras

Al igual que en el sistema anterior, se realizaron los cálculos para obtener la participación de cada uno de los seis generadores sobre el flujo a través de las líneas, mediante los tres métodos en estudio. El análisis se realizó para un despacho AC y DC, pero como se dijo anteriormente por simplicidad y dado que no afecta mayormente a los resultados se considerará sólo el estudio realizado mediante el flujo DC. Los resultados obtenidos para el estudio DC se

presentan en las tablas 4.9 a la 4.14. Los resultados obtenidos para el estudio AC se incluyen en el Anexo D.

Tabla 4.9. Aporte del generador G1 (Sistema SIC de 8 barras)

Línea		Aporte del generador G1						
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC		Kirschen DC		GGDF	
			[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	2	150	150	100	150	100	150	100
3	2	200	0	0	0	0	-133	0
3	4	1100	0	0	0	0	52.65	4.79
5	3	1075.82	0	0	0	0	-38	0
6	3	34.18	0	0	0	0	-10	0
7	5	455.82	0	0	0	0	-38	0
7	6	94.18	0	0	0	0	7.65	3.02
8	7	120	0	0	0	0	-7	0

Tabla 4.10. Aporte del generador G3 (Sistema SIC de 8 barras)

Línea		Aporte del generador G3						
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC		Kirschen DC		GGDF	
			[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	2	150	0	0	0	0	0	0
3	2	200	88.44	44.22	88.44	44.22	98.56	29.53
3	4	1100	486.43	44.22	486.43	44.22	308.88	28.12
5	3	1075.82	0	0	0	0	-221.76	0
6	3	34.18	0	0	0	0	-56.32	0
7	5	455.82	0	0	0	0	-221.76	0
7	6	94.18	0	0	0	0	44.88	17.74
8	7	120	0	0	0	0	-39.6	0

Tabla 4.11. Aporte del generador G5 (Sistema SIC de 8 barras)

Línea		Aporte del generador G5						
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC		Kirschen DC		GGDF	
			[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	2	150	0	0	0	0	0	0
3	2	200	62.31	31.16	62.31	31.16	69.44	20.81
3	4	1100	342.71	31.16	342.71	31.16	217.62	19.81
5	3	1075.82	620	57.63	620	57.63	447.64	33.50
6	3	34.18	0	0	0	0	-24	0
7	5	455.82	0	0	0	0	-172	0
7	6	94.18	0	0	0	0	47.12	18.62
8	7	120	0	0	0	0	-28	0

Tabla 4.12. Aporte del generador G6 (Sistema SIC de 8 barras)

Línea		Aporte del generador G6						
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC		Kirschen DC		GGDF	
			[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	2	150	0	0	0	0	0	0
3	2	200	2.61	1.31	2.61	1.31	33.60	10.07
3	4	1100	14.38	1.31	14.38	1.31	105.30	9.58
5	3	1075.82	0	0	0	0	99.30	7.43
6	3	34.18	26.01	76.10	26.01	76.10	105.90	85.68
7	5	455.82	0	0	0	0	99.30	11.17
7	6	94.18	0	0	0	0	-160	0
8	7	120	0	0	0	0	-14	0

Tabla 4.13. Aporte del generador G7 (Sistema SIC de 8 barras)

Línea		Aporte del generador G7						
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC		Kirschen DC		GGDF	
			[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	2	150	0	0	0	0	0	0
3	2	200	41.25	20.63	41.25	20.63	103.04	30.87
3	4	1100	226.88	20.63	226.88	20.63	322.92	29.39
5	3	1075.82	403.23	37.48	403.23	37.48	615.48	46.06
6	3	34.18	7.22	21.12	7.22	21.12	13.80	11.17
7	5	455.82	403.23	88.46	403.23	88.46	615.48	69.25
7	6	94.18	83.31	88.46	83.31	88.46	119.60	47.26
8	7	120	0	0	0	0	-41	0

Tabla 4.14. Aporte del generador G8 (Sistema SIC de 8 barras)

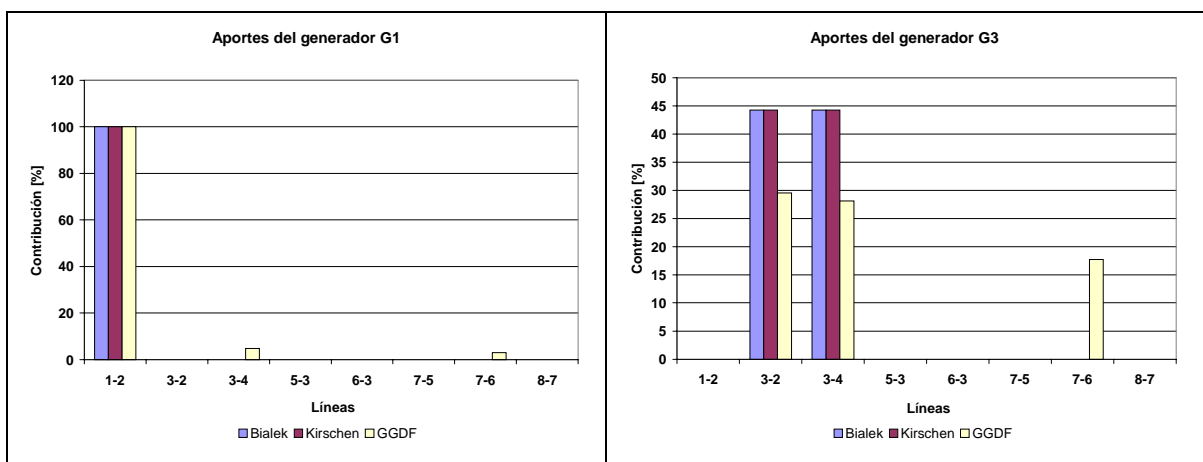
Línea		Aporte del generador G8						
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC		Kirschen DC		GGDF	
			[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	2	150	0	0	0	0	0	0
3	2	200	5.38	2.69	5.38	2.69	29.12	8.72
3	4	1100	29.59	2.69	29.59	2.69	91.26	8.31
5	3	1075.82	52.59	4.89	52.59	4.89	173.94	13.02
6	3	34.18	0.94	2.75	0.94	2.75	3.90	3.16
7	5	455.82	52.59	11.54	52.59	11.54	173.94	19.57
7	6	94.18	10.87	11.54	10.87	11.54	33.80	13.36
8	7	120	120	100	120	100	248.30	100

Lo primero que se puede observar de este sistema es que posee una fuerte centralización de consumos en la barra 4 correspondiente a Santiago con 1100 [MW] de carga. Esto explica el que la gran mayoría de los flujo sea en sentido hacia ese consumo.

De los resultados mostrados en las tablas anteriores se puede observar que existe similitud entre los métodos de Bialek y Kirschen para asignar los

flujos a los generadores. No así en el caso de los GGDF, éstos entregan resultados que difieren en cierto grado con los otros dos métodos, resultando en algunas líneas con diferencias significativas, como es el caso del aporte del generador G7 al flujo por la línea L_{7-6} en que la diferencia es de hasta un 41.2%. En otras contribuciones de generadores los resultados son muy similares a los entregados los esquemas de Bialek y Kirschen.

Estas similitudes y diferencias quedan mejor ilustradas en la Figura 4.6. En éste pueden verse claramente como los métodos de Bialek y Kirschen son prácticamente iguales en sus resultados (azul y rojo respectivamente), sin embargo el método de los factores GGDF (amarillo) entrega resultados que difieren un tanto de éstos.



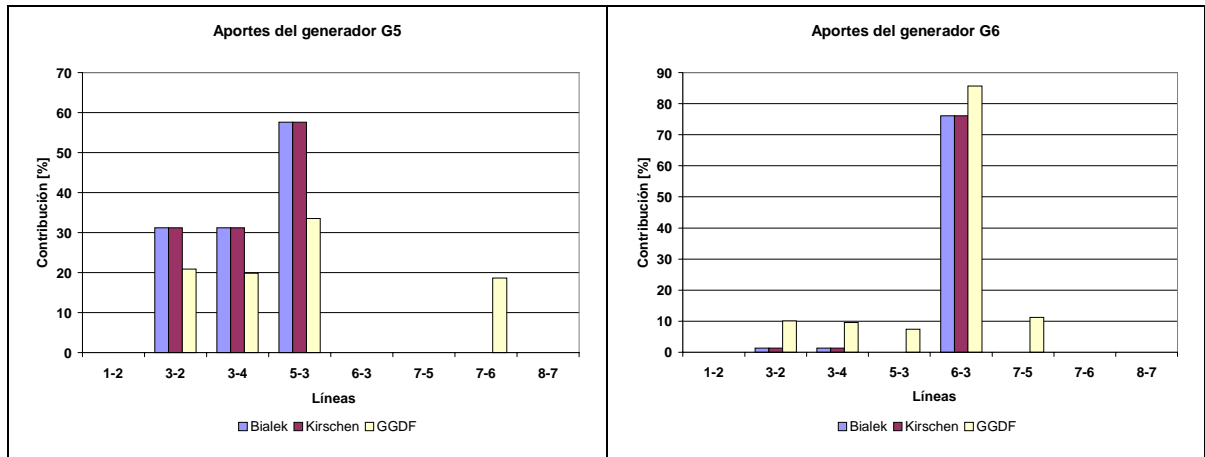


Figura 4.6.1. Resultados del sistema SIC de 8 barras con los tres métodos

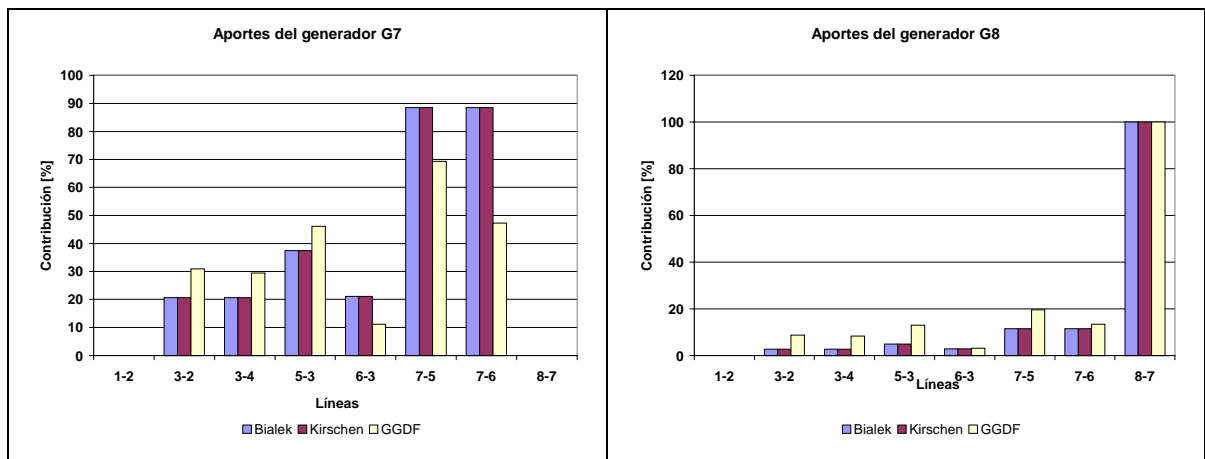


Figura 4.6.2. Resultados del sistema SIC de 8 barras con los tres métodos

En este sistema se da una situación especial que debe ser analizada. En la barra 6 (ITAHUE), existe un generador cuya inyección es de $G_6=300$ [MW] y una carga o consumo de 360[MW], es decir corresponde a un *generador hundido*. Siguiendo un análisis "lógico", el generador G6 debería ser liberado de pagar por cualquier línea de transmisión ya que alimenta una carga local. Sin embargo, al ver la Tabla 4.12 los tres métodos analizados otorgan responsabilidad a este generador por uso eléctrico de las líneas L_{3-2} , L_{3-4} , L_{6-3} y L_{7-5} , esta última en el caso de los GGDF.

Este análisis fue uno de los puntos tratados en la discusión posterior a la publicación del método de Kirschen [Kirschen, 1997]. En ésta, el autor sostiene que existen dos formas de aplicar el método de las contribuciones, una a través de las inyecciones netas de cada barra o tomando las cargas y generadores en forma individual y separadas. Este último caso es el que se ha presentado en los resultados anteriores.

Si se aplicaran los métodos considerando inyecciones netas en cada barra, vale decir este sistema se deberían realizar los cálculos considerando una carga de $360 - 300 = 60[MW]$ en la barra 6. Sin embargo se deben calcular las inyecciones netas de todas las barras, en cuyo caso el modelo dejaría de reflejar en forma más cercana la realidad del sistema.

En el Anexo E se pueden ver los resultados en tablas y gráficos de aplicar los tres métodos en estudio considerando flujos netos en cada barra.

En caso de que los dueños de una central generadora tengan objeción por pagar los cargos del sistema aludiendo a que "ellos no hacen uso del sistema de transmisión", éstos deben analizar el beneficio que obtendrían si se desconectaran del sistema y suministraran sólo a ese consumo local. De ser este el caso deberían analizar el costo que les significa perder fiabilidad en caso de no poder responder a un determinado contrato, en definitiva existe un costo de seguridad involucrado al no pagar por el sistema de transmisión. Otro factor que se debe considerar ante una situación como la presentada es la señalada en [Rudnick - Zolezzi, 1999], en este documento se señala que el valor económico de la energía producida por una central que se conecta al sistema, queda determinado por el costo variable de la central marginal luego de producido un desplazamiento de energía. Para que el propietario de dicha central pueda acceder a ese precio, éste debe ser capaz de llevar la energía

desde su central hasta el lugar donde ocurre el desplazamiento, para lo cual debe hacer uso de un sistema de transmisión. Dada la existencia de un precio en el lugar de desplazamiento, el precio en la barra de conexión de la central al mercado es consecuencia de la existencia del sistema de transmisión, al punto que, *la energía de la central en dicha barra carecería de valor si el sistema de transmisión no existiese.*

En el sistema que se presenta a continuación, se pretende observar el comportamiento de los tres métodos aplicados a un sistema más complejo de 30 barras, de manera de ver la validez de las observaciones hechas a los dos sistemas presentados anteriormente.

4.4. Evaluación de resultados para un sistema de 30 barras

Este sistema se tomó del paper "*CONTRIBUTIONS OF INDIVIDUAL GENERATORS TO LOADS AND FLOWS*" del autor Daniel Kirschen [Kirschen, 1997], está compuesto de 30 barras, 40 líneas, 6 generadores y 21 consumos. Posee dos líneas de doble circuito L_{2-3} y L_{10-21} .

Los parámetros, generación y consumo del sistema son los que se muestran en la Tabla 4.15 y 4.16 respectivamente. El diagrama del sistema es el que se presentó en el Capítulo 3 en la Figura 3.12 y se presenta nuevamente en la Figura 4.7.

Al igual que en los dos sistemas presentados anteriormente, en el presente sistema se realizaron los análisis mediante los métodos de Bialek y Kirschen para flujos AC y DC. Los resultados obtenidos para los tres métodos se pueden ver en el Anexo F.

Lo resultados obtenidos se pueden visualizar en las Figuras 4.8 a la 4.13 donde se muestran las contribuciones de cada generador al flujo por las líneas, para un análisis mediante los tres métodos en estudio, considerando un flujo DC.

Tabla 4.15. Parámetros del sistema de 30 barras

Datos del sistema			
Número de línea	Desde	Hasta	Reactancia[pu]
1	1	28	0.0379
2	2	1	0.1852
3	2	3	0.0288
4	3	8	0.1983
5	3	28	0.1737
6	4	8	0.116
7	5	27	0.396
8	6	5	0.2
9	6	7	0.042
10	7	4	0.082
11	7	5	0.0599
12	7	10	0.556
13	9	7	0.208
14	9	10	0.11
15	10	17	0.0845
16	10	20	0.209
17	10	21	0.0375
18	10	22	0.1499
19	11	9	0.208
20	12	14	0.2559
21	12	15	0.1304
22	12	16	0.1987
23	12	28	0.256
24	13	12	0.14
25	14	15	0.1997
26	15	18	0.2185
27	15	23	0.202
28	16	17	0.1923
29	18	19	0.1292
30	20	19	0.068
31	21	22	0.0236
32	22	24	0.179
33	23	24	0.27
34	24	25	0.3292
35	25	26	0.38
36	25	27	0.2087
37	27	29	0.4153
38	27	30	0.6027
39	28	7	0.0414
40	29	30	0.4533

Tabla 4.16. Generación y consumo del sistema de 30 barras

Barra	Generación[MW]	Carga[MW]
1	0	2.4
2	62.55	0
3	40	21.7
4	0	22.8
5	0	0
6	50	30
7	0	0
8	30.85	94.2
9	0	0
10	0	5.8
11	50	0
12	0	11.2
13	50	0
14	0	6.2
15	0	8.2
16	0	3.5
17	0	9
18	0	3.2
19	0	9.5
20	0	2.2
21	0	17.5
22	0	0
23	0	3.2
24	0	8.7
25	0	0
26	0	3.5
27	0	0
28	0	7.6
29	0	2.4
30	0	10.6

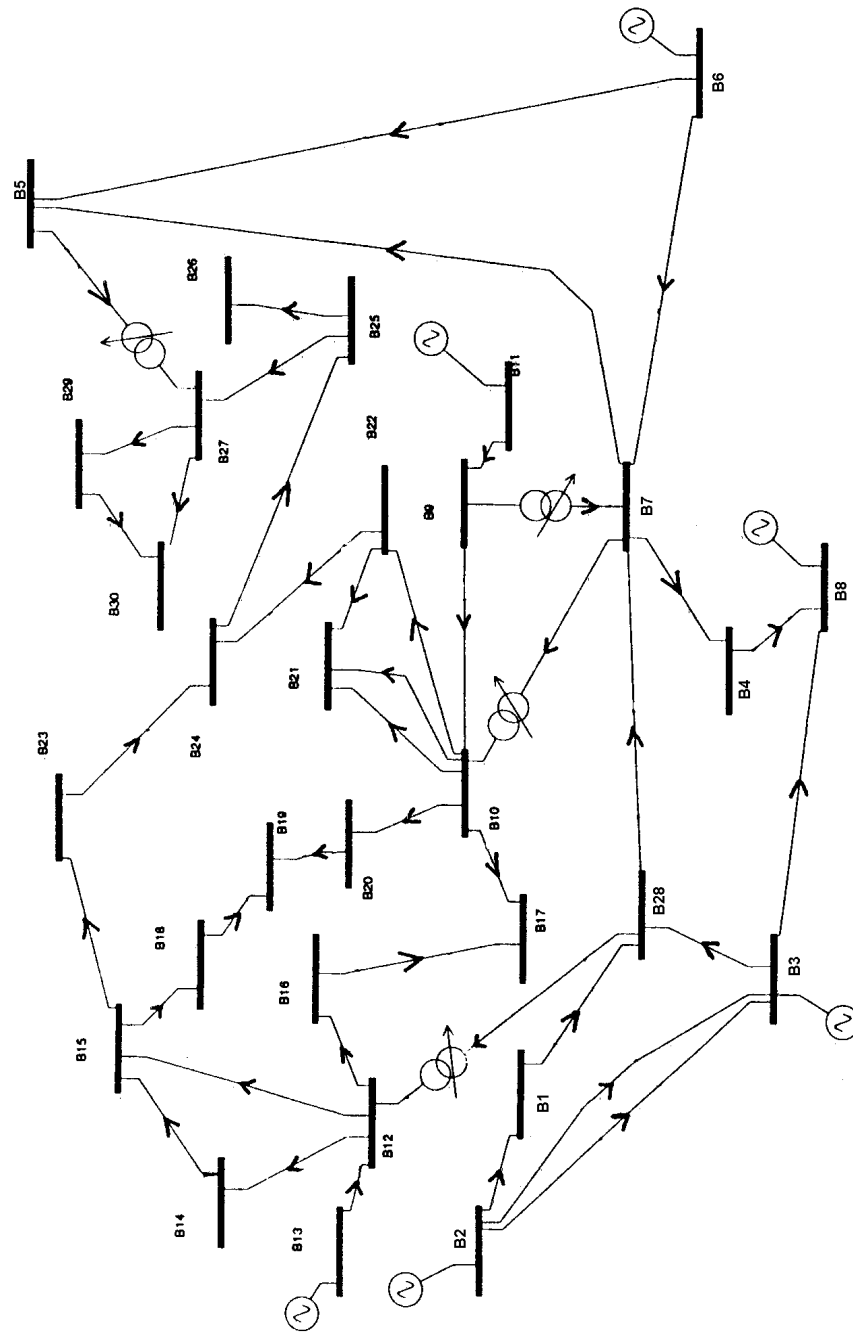


Figura 4.7. Esquema sistema de 30 barras

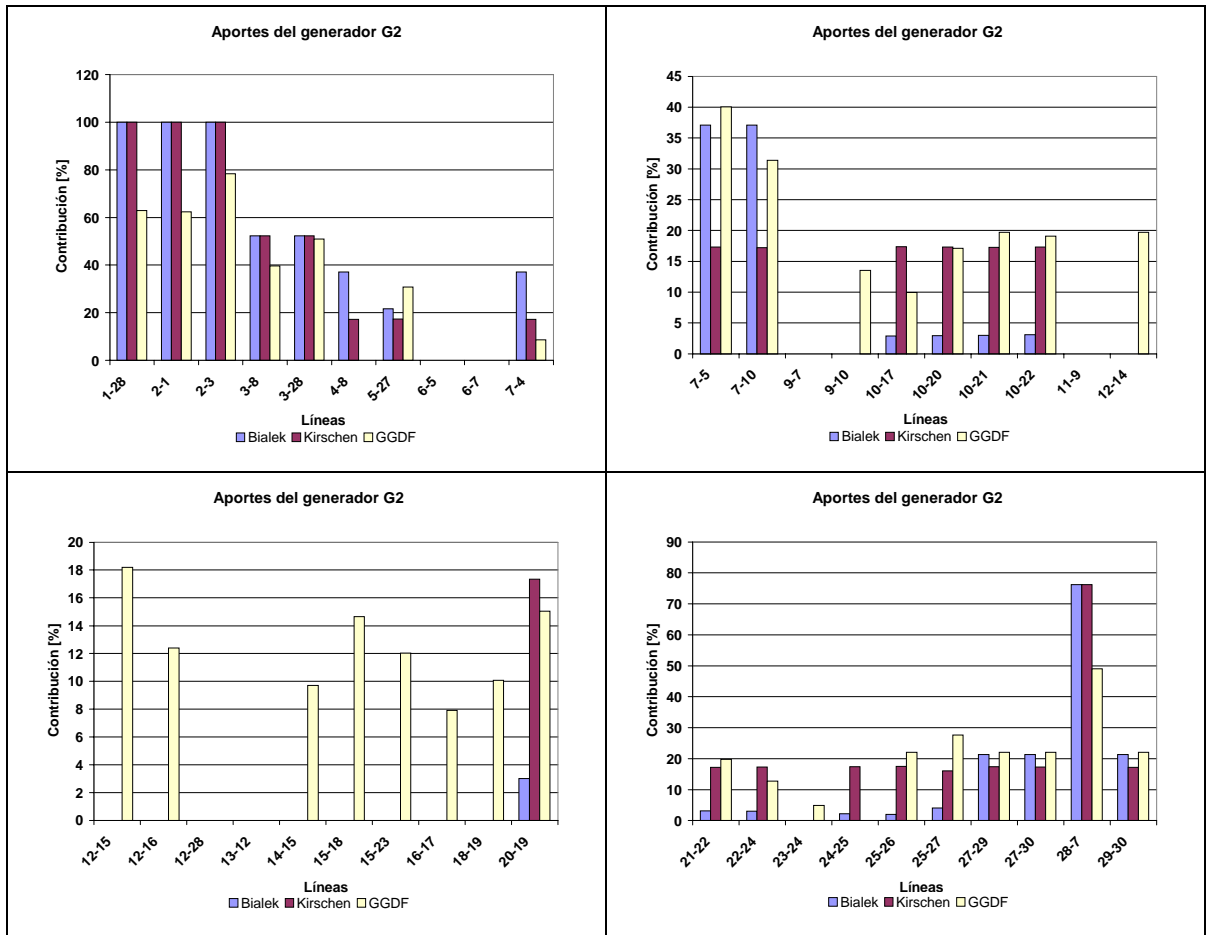


Figura 4.8. Resultados del sistema de 30 barras para el generador G2

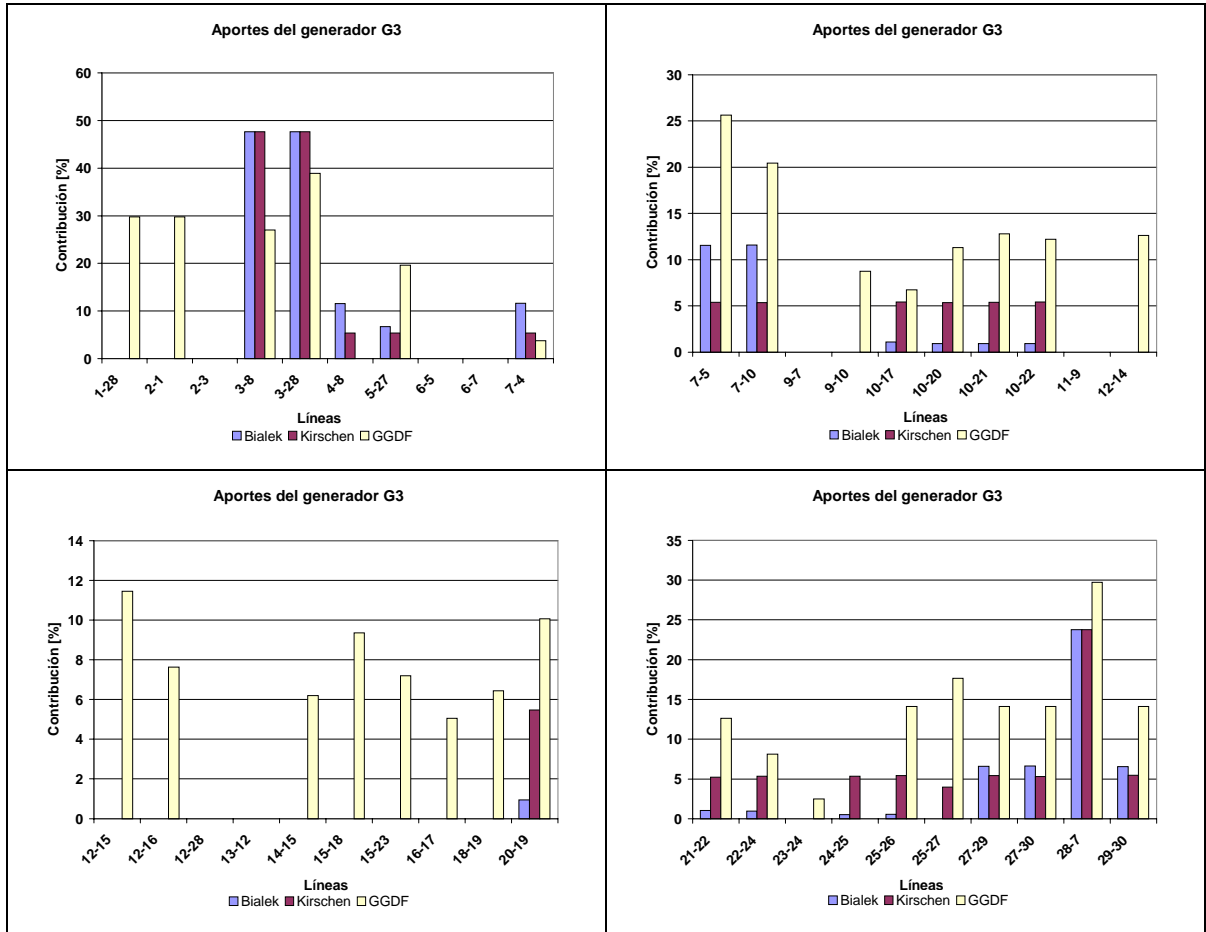


Figura 4.9. Resultados del sistema de 30 barras para el generador G3

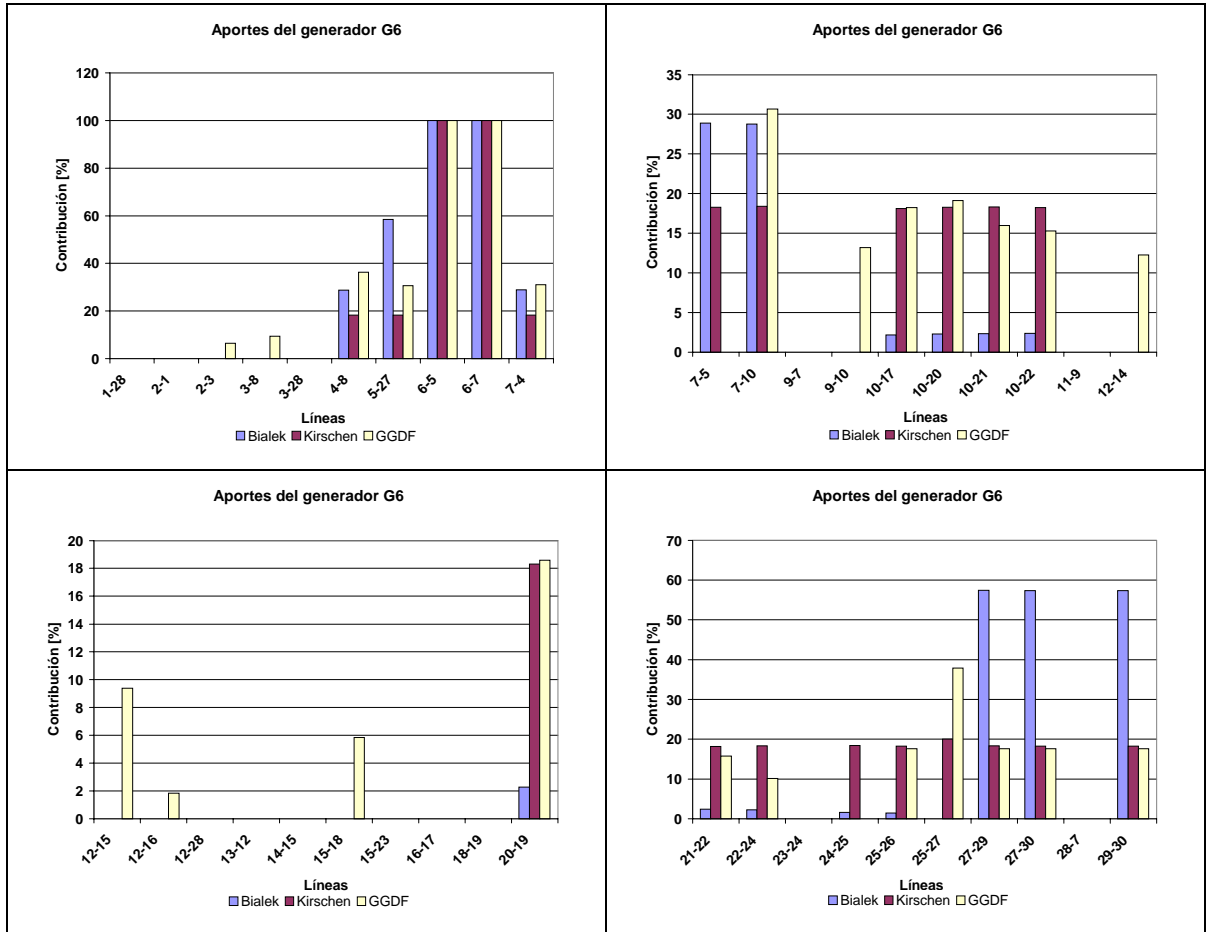


Figura 4.10. Resultados del sistema de 30 barras para el generador G6

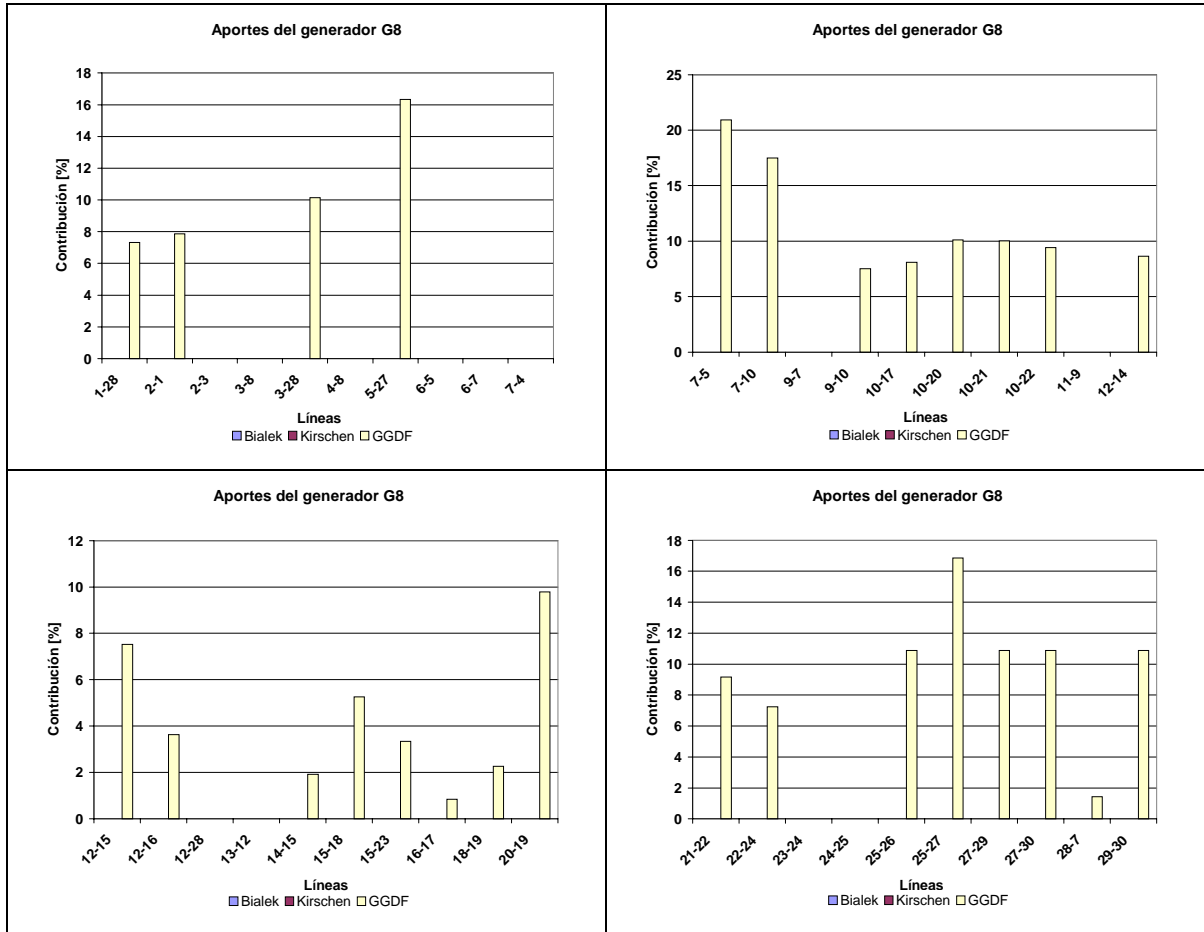


Figura 4.11. Resultados del sistema de 30 barras para el generador G8

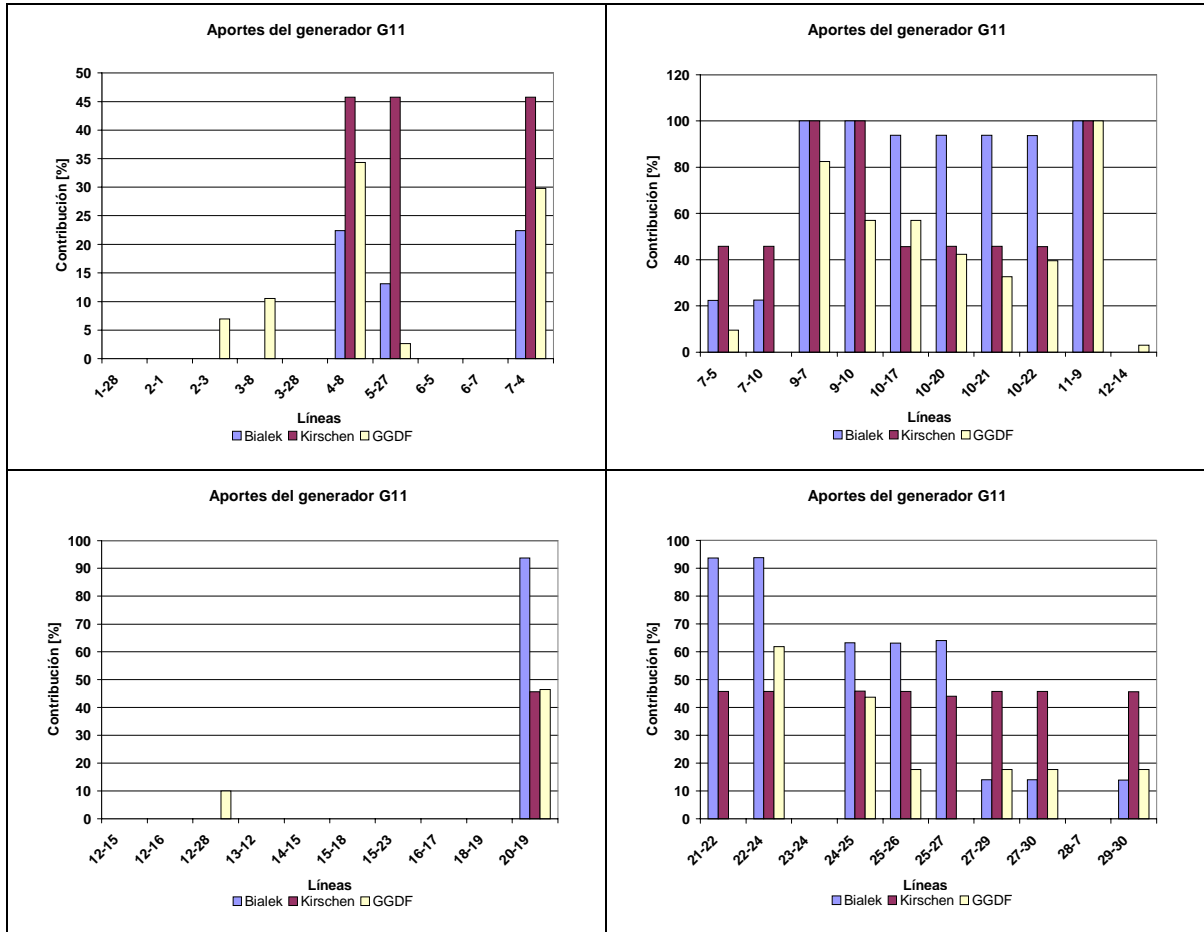


Figura 4.12. Resultados del sistema de 30 barras para el generador G11

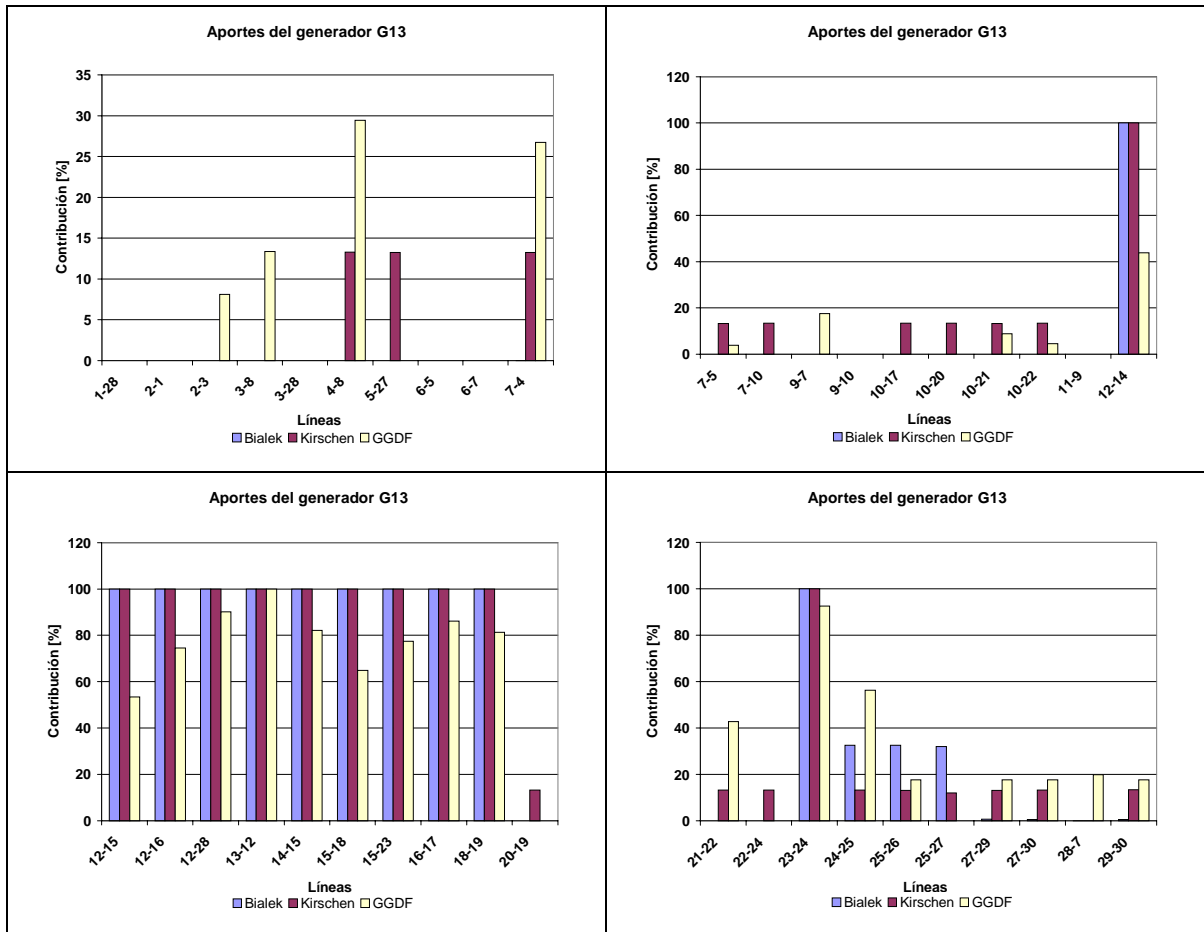


Figura 4.13. Resultados del sistema de 30 barras para el generador G13

De los resultados mostrados en los gráficos anteriores, se puede observar que para este sistema en particular, en gran parte de las líneas se presentan diferencias entre lo que el método de Bialek entrega como resultado con respecto a lo obtenido mediante el método de Kirschen. Esta situación no se presentaba en los dos sistemas anteriores (por cierto mucho más simples), en que ambos métodos entregaban resultados muy similares.

Al igual que en los dos sistemas anteriores, en éste es posible observar que el método que presenta mayor diferencia con respecto a los otros es el de

los factores GGDF. Esto queda reflejado claramente en los resultados de las contribuciones del generador G8 al flujo por las líneas (Figura 4.11). Este generador corresponde al caso visto en el sistema de 8 barras del SIC, en que existe un generador que alimenta un consumo local. Los dos métodos que utilizan un supuesto de proporcionalidad como base para sus cálculos (Bialek y Kirschen) dejan libre de responsabilidad al generador G8 del flujo por cualquier línea. Sin embargo el método de los factores GGDF, sí otorga responsabilidad a este generador por el flujo sobre algunas líneas.

Otra de las observaciones hechas en el análisis de los sistemas anteriores que se confirma en éste, es que las mayores diferencias entre los tres métodos se producen cuando las contribuciones de los generadores al flujo por una línea determinada es menor de la mitad aproximadamente (menor de un 50%). Esto se observa en los gráficos mostrados anteriormente. Por ejemplo para las líneas L_{6-5} y L_{6-7} , los tres métodos entregan total responsabilidad al generador G6, sin embargo para este mismo generador en las líneas L_{4-8} y L_{5-27} los tres métodos otorgan distintos porcentajes de participación en el flujo. Esto confirma también el por qué de las grandes diferencias que se presentan entre los GGDF con respecto a los otros dos métodos para el caso del generador G8.

Otro aspecto que se puede observar utilizando este sistema, que posee la característica de ser más complejo que los dos anteriores, dice relación con el grado de proximidad que existe entre el punto de inyección de potencia de un determinado generador y las respectivas líneas de las cuales hace uso. Para ver esto con mayor claridad se presenta el impacto del generador G2 sobre el sistema para los tres métodos en estudio (Figura 4.14)

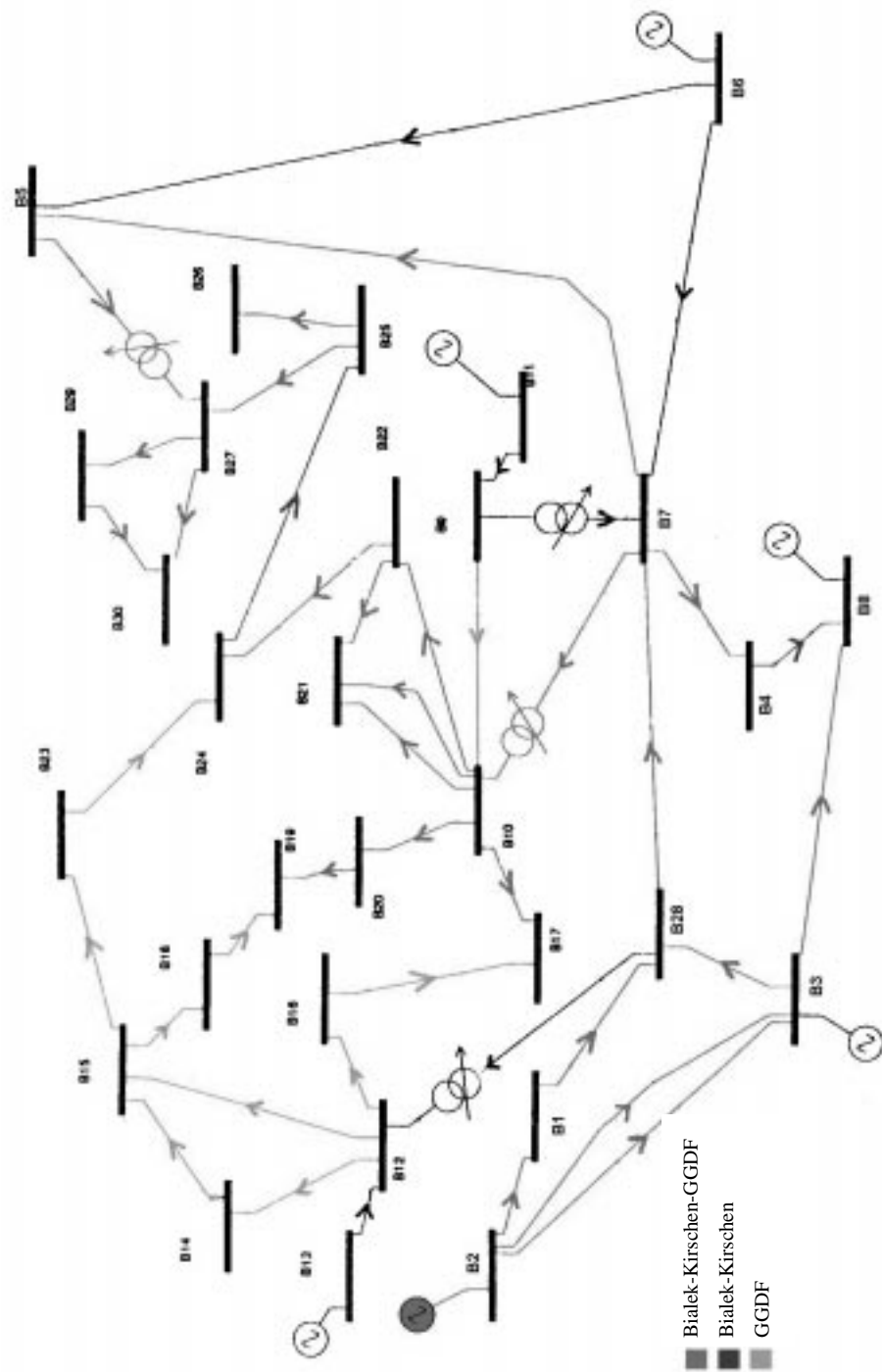


Figura 4.14. Contribuciones del generador G2 para los tres métodos

En la Figura 4.14 se muestran las contribuciones del generador G2 en los flujos por las líneas del sistema. En rojo se muestran aquellas líneas en las que los tres métodos otorgan responsabilidad al generador G2 por el uso de las líneas, en azul aquellas en las que sólo los métodos de Bialek y Kirschen responsabilizan a G2 y en verde las líneas en que sólo el método de los factores GGDF señalan uso de G2 de las instalaciones.

Como puede verse en la figura anterior, los métodos de Bialek y Kirschen coinciden en otorgar responsabilidad a G2 por las mismas líneas (esto no necesariamente implica que les otorgue el mismo grado de responsabilidad). Ambos métodos proporcionan un porcentaje no despreciable (mayores de 10%) al generador G2 por el uso de instalaciones "alejadas" del punto de inyección como son las líneas L_{29-30} , L_{27-29} , L_{25-27} , etc. Cabe señalar que el concepto de alejadas está relacionado a un concepto de distancia física. En este caso lamentablemente no se poseen los datos en cuanto al largo de las líneas para este sistema, sin embargo la aplicación del razonamiento que se busca en este punto no es aplicable a los dos sistemas anteriores dado su gran simplicidad.

Observando la participación que entrega el método de los factores GGDF al generador G2, se puede ver que este método incluye líneas que los otros no incluyen, las cuales se perciben como más "lejanas" que las anteriores estudiadas si se sigue el sentido de los flujos.

Al igual que en la discusión sobre las inyecciones netas, este problema referente a las proximidad en que se encuentran los actores del sistema y las instalaciones a las cuales se le atribuye parte del uso ha sido tema de discusión de varios de los esquemas que pretenden distribuir el pago complementario según el uso eléctrico de las redes. Es así como en muchas oportunidades se atribuye responsabilidad a un generador sobre uso en líneas que se encuentran

muy alejadas del punto de inyección de éste. En estos casos un análisis similar al de las inyecciones netas se ve como una alternativa de solución, estableciendo que se estaría cobrando por la fiabilidad que otorga al generador el hecho de estar conectado al sistema respecto de la situación en que se vería si estuviese aislado de éste.

4.5 Comentarios

Una vez realizadas las simulaciones para los tres sistemas en estudio, y comparados los tres métodos de distribución del uso físico de las instalaciones de transmisión, se pueden señalar algunos comentarios finales que permitan obtener conclusiones respecto de las diferencias entre los esquemas presentados.

Entre los primeros aspectos que se observaron de los resultados obtenidos, es la simplicidad que se obtiene de realizar los cálculos para un análisis DC con respecto a un análisis AC. Dado que la asignación de las pérdidas del sistema no forma parte de este estudio, realizar un análisis AC como los efectuados por Bialek y Kirschen en sus respectivos papers no representa una condición necesaria. Se demostró mediante los resultados derivados de las simulaciones, que los resultados en cuanto a asignación de responsabilidad de flujo sobre los generadores se refiere, no difieren en forma significativa si se realiza un estudio AC o DC. Considerando que los factores de distribución GGDF se obtienen desde un flujo DC y dada la simplicidad que esto representa para cualquier estudio en general, es que se prefirió este tipo de análisis para los métodos de Bialek y Kirschen.

Otro factor importante de análisis es el referente al estudio de los métodos considerando inyecciones netas, es decir colocando el resultado de la

diferencia entre generación y consumo en cada barra del sistema. Esto con el propósito de que aquellos generadores que suministran cargas locales no sean responsabilizados por uso de líneas que se encuentran en ocasiones bastante alejados del punto de inyección de éstos. Si bien es cierto desde el punto de vista de aquella central generadora que suministra una carga local esta forma de asignación pareciera ser la más "justa", analizando la utilidad o beneficio que el sistema en su conjunto otorga a esa central, principalmente en cuanto a seguridad se refiere, esta modalidad no resultaría la más eficiente.

Analizando los resultados numéricos obtenidos, se puede observar que en los sistemas más pequeños estudiados, los métodos de Bialek y Kirschen presentan similitudes muy grandes, sin embargo al aplicarlos a un sistema más complejo como el de 30 barras ambos métodos entregan resultados que presentan ciertas diferencias lo cual da una señal de que la semejanza entre éstos está condicionada por la topología del sistema. Si bien es cierto ambos métodos utilizan como principio el supuesto de proporcionalidad para "perseguir" el flujo que sale de cada generador hasta llegar a los consumos, el trato de esta hipótesis para obtener las contribuciones es diferente en ambos casos.

Por su parte el método de los factores GGDF es aquel que presenta mayores diferencias con respecto a los anteriores. Esto debido a que el principio en el cual basa su metodología (principio de superposición) es diferente a los de Bialek y Kirschen. Además este método posee una gran diferencia con respecto a los dos anteriores al considerar la existencia de flujos negativos (considerados cero para efectos de prorrateo) situación que no se presenta en Bialek y Kirschen.

Otro análisis que se puede hacer con respecto a los métodos que se basan en una medida del uso físico del sistema, es que el uso eléctrico que un determinado agente hace de una instalación del sistema no es igual al uso económico e incluso en muchas ocasiones es el uso económico el que realmente cuenta en la planificación. De esta forma los métodos analizados en este capítulo, deben de alguna forma reconciliarse con los contratos bilaterales o las transacciones wheeling, de forma que se puedan contemplar las diferencias entre los "flujos físicos" y los "flujos contratados", siendo estos últimos aquellos que se toman mediante un contrato entre dos partes involucradas. Sin embargo el uso de la red puede dar muchas veces una idea del uso económico de ésta. Además en un esquema que pretende no introducir distorsiones en relación con las decisiones de inversión, los costos de transmisión se deben distribuir en función del grado de afectación que sobre el sistema de transmisión tienen tanto generadores como consumidores, por el simple hecho de estar conectados a él, y no en base a los usos comerciales que deriven de los contratos de los usuarios del sistema.

Otro factor que se puede señalar como observación a los métodos estudiados es que éstos no contemplan en su análisis las restricciones de las líneas en caso de que éstas se saturen, esto dado que en los tres métodos se ha relajado esta restricción de manera de simplificar los cálculos, y obtener en forma sencilla y clara una forma de asignar los costos por el uso de la red.

Un inconveniente que se observa en los métodos de Bialek y Kirschen es que no es posible asignar el cargo complementario de una única línea sin calcular el de todas las otras. Esto principalmente por ser métodos recursivos que requieren de los cálculos de las otras líneas para obtener el deseado.

Un análisis interesante de realizar es la utilización de los métodos estudiados en la determinación del "Área de Influencia" de los generadores sobre el sistema eléctrico. Tal como se explicara en el Capítulo 2, el área de influencia es definido por la ley chilena como : "el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema eléctrico, directa y necesariamente afectado por la inyección de potencia y energía de una central generadora". Esta área de influencia se determina buscando los tramos del sistema que sufren un incremento o disminución en sus flujos de potencia frente a un incremento o disminución en la potencia inyectada por un generador. Según lo anterior para determinar esta área de influencia se deben analizar los cambios **incrementales** que sufren los flujos del sistema. Como los tres métodos analizados no son métodos incrementales sino más bien de cambios absolutos, la aplicación de éstos en la determinación del área de influencia no aparece como una alternativa muy atractiva. De hecho Kirschen enfatiza que "su método propuesto no es un método incremental, es decir no responde nada sobre el cambio que ocurrirá ante una pequeña variación de una variable. En cambio mantiene una rigurosa y exacta caracterización del flujo e inyecciones de un sistema específico".

El método de los factores de distribución GSDF sí pueden ser usados para la determinación del área de influencia, tal como se señala en [Rudnick, Zolezzi, 1999]. Como se resume en la Tabla 3.9 del Capítulo 3 los factores A entregan resultados a cambios incrementales y dependen de la elección de la barra de referencia. Por su parte, los métodos estudiados en este capítulo entregan resultados independiente de la elección del generador marginal o barra de referencia.

En resumen los resultados que se han obtenido en este análisis muestran que existen diferencias entre los tres métodos, siendo en algunos

casos estas diferencias bastantes considerables. Incluso existen usuarios que según un método deberían contribuir a pagar por los costos de una línea, y según otro no. Al ser indiferente el método utilizado para asignar los cargos complementarios, cobra especial relevancia el análisis crítico de las ventajas e inconvenientes de cada uno de los métodos, de manera que sirva de criterio para la elección del más idóneo. Esta elección debe estar basada en la observación de algunas características como las señaladas en [Pérez Arriaga, et al, 1995]:

- **Debe incentivar la eficiencia:** las asignaciones deben promover el comportamiento óptimo de los participantes del sistema eléctrico, de forma que el procedimiento de distribuir el cargo complementario no distorsione las decisiones económicas de corto y largo plazo de los usuarios de la red.
- **Debe estar basado en un criterio objetivo** para que sea aceptado por todos los actores del sistema eléctrico.
- **Debe ser claro y sencillo de aplicar** de forma que el procedimiento requiera un nivel de información no muy elevado, a fin de que su aplicación sea comprendida por todos y lo que es más importante, que no requiera gran volumen de cálculos.

V. CONCLUSIONES

En la gran mayoría de los países en los cuales se ha desregulado el sistema eléctrico, el esquema tarifario utilizado para remunerar las instalaciones de transmisión ha sido un tema de debate y estudio. La elección de un determinado esquema se ha realizado considerando las características propias de cada sistema en particular sin que exista una metodología que sea considerada aplicable a todos los países de igual forma. Esto debido a la importancia que radica en la correcta elección del esquema tarifario para que éste no interfiera en la toma de decisiones al resto de los agentes del sistema como generadores y consumidores en términos de inversión y operación del sistema.

En el Capítulo II se presentaron diferentes alternativas de tarificación de los sistemas de transmisión, algunos usados en el mundo, mientras que otros sólo han sido planteados en forma teórica. Entre estos esquemas el de tarificación marginalista de corto plazo ha sido ampliamente utilizado en muchos países, sin embargo al no recobrar este método la totalidad de los costos de inversión y operación de las redes, se ha hecho necesario el cobro de un cargo complementario el cual debe ser distribuido entre los usuarios del sistema. Esta asignación de este peaje ha sido tema de debate y discusión a nivel académico, empresarial y legal. En este trabajo se presentaron tres alternativas para prorratear este cargo de acuerdo al uso físico que los usuarios hacen del sistema de redes. Los métodos presentados buscan encontrar una aproximación que permita dar respuesta a este problema.

La forma en que estos métodos tratan de medir el uso de las redes busca "perseguir" el flujo de potencia desde que parte de los generadores hasta que llega a los consumidores, de forma que se pueda "identificar" las transacciones

causantes de cada parte del flujo de una línea. Como resulta evidente, las leyes de la física que rigen el comportamiento de los sistemas eléctricos hacen que esto sea un verdadero desafío, ya que no es posible colorear los electrones de cada generador y así saber qué camino recorren. De esta forma las líneas de transmisión de los sistemas eléctricos no se comportan de la forma que suponen los métodos presentados. De hecho el flujo de las líneas está muy interrelacionado con otras variables del sistema. Es por esto que lo que estos métodos pretenden es establecer aproximaciones que permitan llegar a resultados razonables para los fines de prorrateo del peaje de las redes.

De los resultados obtenidos en este trabajo para comparar el comportamiento de los tres métodos estudiados, se puede concluir que existen diferencias en la asignación de responsabilidades a los agentes (generadores) por el uso de las líneas entre los métodos. Siendo los más similares los de Bialek y Kirschen y el de mayores diferencias el correspondiente a los factores GGDF (considera flujos negativos). Como se señaló en el capítulo anterior estas similitudes o diferencias dependerán de las características del sistema en estudio.

En general no existen argumentos sólidos que permitan favorecer un método por sobre el resto, ya que los tres utilizan principios que no pueden ser ni justificados ni rechazados de antemano.

Además el estudio realizado permitió concluir que no existe una condición necesaria de realizar los cálculos mediante los métodos de Bialek y Kirschen considerando un flujo AC, sino que es factible simplificar el procedimiento obteniendo sólo un flujo DC para establecer las contribuciones de los generadores al flujo por las líneas.

Tal vez uno de los puntos más importantes que buscan resolver este tipo de esquemas es aquel relacionado con la responsabilidad que se le asigna a los generadores hundidos, vale decir aquellos cuya generación es menor al consumo en la barra en la cual están inyectando su potencia y que por lo tanto son considerados por sus dueños como no usuarios del sistema de redes. Los tres métodos analizados no dan una respuesta a este problema, ya que como se vio en el Capítulo IV, se responsabiliza al generador que suministra una carga local por el uso de algunas líneas.

Otro aspecto que debe considerarse al utilizar estos métodos, es que los tres dependen de las condiciones de operación del sistema, de forma tal que cualquier cambio de inyección o retiro de carga puede modificar completamente los resultados obtenidos. En resumen se tienen resultados dinámicos a través del tiempo lo cual deriva en que se deban realizar estudios para ciertos escenarios escogidos como pueden ser en horario de bajo, medio y alto consumo o distintas hidrologías.

BIBLIOGRAFÍA

[D.F.L. N°1 - Chile] **Ley General de Servicios Eléctricos**, en materia de energía eléctrica. Decreto con Fuerza de Ley N° 1. Ministerio de Minería.

[Ley N°24065 - Argentina]

Ley N°24065 del 3 de Enero de 1992. Decreto 1398/92, Reglamento de la Ley 24065.

[Ley N°.1604 - Bolivia]

Ley de Electricidad N°1604 de 21 de Diciembre de 1994, Decreto 24023. Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, Reglamento de Precios y Tarifas, Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales, Reglamento de Infracciones y Sanciones.

[Decreto de Ley N°25844 - Perú].

Decreto de Ley N°25844 del 11 de Junio de 1992. Ley de Concesiones Eléctricas y Modificaciones; Ley N°27239, ley que modifica diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas; Decreto Supremo 009-93-EM (25.02.93) Reglamento de Ley de Concesiones Eléctricas.

[Ley 143 - Colombia]

Ley N°143, Ley Eléctrica; CREG 56/94, Disposiciones Generales de Servicios Eléctricos; CREG 1/94, Reglamento de Transporte en el Sistema Nacional; CREG 2/94,

Reglamento de Acceso y Uso de los Sistemas de Transmisión; CREG 55/95, Disposiciones sobre Tarifas de Energía Eléctrica.

[Gatica P., Skoknic E. - 1996]

Pedro Gatica y Esteban Skoknic. **Marcos Regulatorios en el Sector Eléctrico Sudamericano**. Comité Chileno de la CIER - CHICIER Santiago, Chile, Junio, 1996.

[Shimohammadi, et al., 1994]

Shimohammadi D., Vieira X., Gorenstin B., Pereira M., **Some Fundamental Technical Concepts About Cost Based Transmission Pricing**. Paper 95 SM 577-7 PWRS, IEEE Power Engineering Society 1995 Summer Meeting, Portland, OR.

[Rubio Odériz 1999]

Rubio Odériz Francisco Javier, **Metodología de Asignación de Costos de la Red de Transporte en un Contexto de Regulación Abierta a la Competencia**. Tesis Doctoral Universidad Pontificia Comillas de Madrid, España.

[Shirmohammadi, et al., 1989]

Shirmohammadi D., Gribik P., Law E., Malinowski J., O'Donnell R., **Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions**. Paper 89 WM 195-9 PWRS. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, Nº4, October 1989, pp 1405-1413.

[Calviou, et al., 1993]

Calviou m., Dunnett R., Plumtre P., **Charging for use of a transmission system by marginal cost methods.** 11th PSCC, Avignon, France. August.

[Rudnick, et al., 1995]

Rudnick H., Palma R., Fernández J., **Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access.** Paper 94 SM 528-0 PWRS. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, N°2, May 1995, pp 1125-1142.

[Rudnick, 2000]

Rudnick Hugh, **Apuntes Curso Operaciones Económicas de Sistemas Eléctricos 2000**, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile.

[Bialek, 1996]

Bialek J., **Tracing the Flow of Electricity.** IEEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 143, N°4, July 1996, pp 313-320.

[Kirschen, 1997]

Kirschen D., Allan R., Strbac G., **Contributions of Individual Generators to Loads and Flows.** Paper 96 WM 173-5 PWRS. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, N°1, February 1997, pp 52-60.

[Koda Jun, 2000]

Jun K., Rahman S., Teklu Y., Pan J., **Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods under Open Access.** IEEE Transactions on Power Systems, Vol 15, Nov 2000, pp 1218-1224.

[Rudnick - Zolezzi, 1999]

Rudnick H., Zolezzi J., **Alternativas de Determinación del Área de Influencia de la Generación Eléctrica en el Sistema de Transmisión.** Actas XIII Congreso Chileno de Ingeniería Eléctrica, Santiago, 8 al 12 de Noviembre 1999, pp. 475-480.

[Pérez Arriaga, et al, 1995]

Pérez Arriaga J.I., Rubio Odériz F. J., Pérez Marín J., Puerta Gutiérrez J. F., **Tarificación Marginalista de los Servicios de Red: Comparación de Métodos de Asignación del Cargo Complementario.** Actas de las 4as Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica. Vol. 2, pp 571-578. Julio 1995. Oporto, Portugal.

ANEXOS

ANEXO A: Resultados para el ejemplo de Bialek considerando Gross Flow

Datos del sistema

El número de barras es 4

Generador 1 = 400.00[MW]

Generador 2 = 114.00[MW]

Cargas 3 = 300.00[MW]

Cargas 4 = 200.00[MW]

Flujo por la línea 1 2 = 60.00[MW]

Flujo por la línea 1 3 = 225.00[MW]

Flujo por la línea 1 4 = 115.00[MW]

Flujo por la línea 2 1 = -59.00[MW]

Flujo por la línea 2 4 = 173.00[MW]

Flujo por la línea 3 1 = -218.00[MW]

Flujo por la línea 3 4 = -82.00[MW]

Flujo por la línea 4 1 = -112.00[MW]

Flujo por la línea 4 2 = -171.00[MW]

Flujo por la línea 4 3 = 83.00[MW]

Potencias reales

Potencia real en el nudo 1 = 400.00[MW]

Potencia real en el nudo 2 = 173.00[MW]

Potencia real en el nudo 3 = 300.00[MW]

Potencia real en el nudo 4 = 283.00[MW]

Matriz [Au]

1.0000 0.0000 0.0000 0.0000

-0.1500 1.0000 0.0000 0.0000

-0.5625 0.0000 1.0000 -0.2933

-0.2875 -1.0000 0.0000 1.0000

Matriz inversa de [Au]

1.0000 0.0000 0.0000 0.0000

0.1500 1.0000 0.0000 0.0000

0.6908 0.2933 1.0000 0.2933

0.4375 1.0000 0.0000 1.0000

Potencias gruesas

Pgross 1 = 400.00[MW]

Pgross 2 = 174.00[MW]

Pgross 3 = 309.76[MW]

Pgross 4 = 289.00[MW]

Aporte del generador 1 al flujo por las líneas

Flujo grueso por la línea 1 2 = 60.00[MW]
 Flujo grueso por la línea 1 3 = 225.00[MW]
 Flujo grueso por la línea 1 4 = 115.00[MW]
 Flujo grueso por la línea 2 4 = 60.00[MW]
 Flujo grueso por la línea 4 3 = 51.33[MW]

Aporte del generador 2 al flujo por las líneas

Flujo grueso por la línea 2 4 = 114.00[MW]
 Flujo grueso por la línea 4 3 = 33.43[MW]

 Flujos gruesos totales en las líneas

Flujo grueso por la línea 1 2 = 60.00[MW]
 Flujo grueso por la línea 1 3 = 225.00[MW]
 Flujo grueso por la línea 1 4 = 115.00[MW]
 Flujo grueso por la línea 2 1 = -60.00[MW]
 Flujo grueso por la línea 2 4 = 174.00[MW]
 Flujo grueso por la línea 3 1 = -225.00[MW]
 Flujo grueso por la línea 3 4 = -84.76[MW]
 Flujo grueso por la línea 4 1 = -115.00[MW]
 Flujo grueso por la línea 4 2 = -174.00[MW]
 Flujo grueso por la línea 4 3 = 84.76[MW]

 Aporte del generador 1 a las cargas

Demanda gruesa en el nodo 3 = 276.33[MW]
 Demanda gruesa en el nodo 4 = 123.67[MW]

Aporte del generador 2 a las cargas

Demanda gruesa en el nodo 3 = 33.43[MW]
 Demanda gruesa en el nodo 4 = 80.57[MW]

 Demandas gruesas totales en los nodos

Demandas gruesas en el nodo 3 = 309.76[MW]
 Demandas gruesas en el nodo 4 = 204.24[MW]

 Pérdidas por transmisión asociadas a las cargas

Pérdida asociada a la carga 3 = 9.76[MW]
 Pérdida asociada a la carga 4 = 4.24[MW]

Pérdida total del sistema = 14.00[MW]

ANEXO B: Resultados para el ejemplo de Bialek considerando Net Flow

Datos del sistema

El número de barras es 4

Generador 1 = 400.00[MW]

Generador 2 = 114.00[MW]

Cargas 3 = 300.00[MW]

Cargas 4 = 200.00[MW]

Flujo por la línea 1 2 = 60.00[MW]

Flujo por la línea 1 3 = 225.00[MW]

Flujo por la línea 1 4 = 115.00[MW]

Flujo por la línea 2 1 = -59.00[MW]

Flujo por la línea 2 4 = 173.00[MW]

Flujo por la línea 3 1 = -218.00[MW]

Flujo por la línea 3 4 = -82.00[MW]

Flujo por la línea 4 1 = -112.00[MW]

Flujo por la línea 4 2 = -171.00[MW]

Flujo por la línea 4 3 = 83.00[MW]

Potencias reales

Potencias reales en el nudo 1 = 400.00[MW]

Potencias reales en el nudo 2 = 173.00[MW]

Potencias reales en el nudo 3 = 300.00[MW]

Potencias reales en el nudo 4 = 283.00[MW]

Matriz [Ad]

1.0000 -0.3410 -0.7267 -0.3958

0.0000 1.0000 0.0000 -0.6042

0.0000 0.0000 1.0000 0.0000

0.0000 0.0000 -0.2733 1.0000

Matriz inversa de [Ad]

1.0000 0.3410 0.8912 0.6018

0.0000 1.0000 0.1652 0.6042

0.0000 0.0000 1.0000 0.0000

0.0000 0.0000 0.2733 1.0000

Potencias netas

Pnet 1 = 387.72[MW]

Pnet 2 = 170.40[MW]

Pnet 3 = 300.00[MW]

Pnet 4 = 282.00[MW]

Aporte del consumo 3 al flujo por las líneas

Flujo neto por la línea 1 2 = 40.10[MW]
 Flujo neto por la línea 1 3 = 150.38[MW]
 Flujo neto por la línea 1 4 = 76.86[MW]
 Flujo neto por la línea 2 4 = 49.55[MW]
 Flujo neto por la línea 4 3 = 24.05[MW]

Aporte del consumo 4 al flujo por las líneas

Flujo neto por la línea 1 2 = 18.05[MW]
 Flujo neto por la línea 1 3 = 67.71[MW]
 Flujo neto por la línea 1 4 = 34.61[MW]
 Flujo neto por la línea 2 4 = 120.85[MW]
 Flujo neto por la línea 4 3 = 58.66[MW]

Flujos netos totales en las líneas

Flujo neto por la línea 1 2 = 58.16[MW]
 Flujo neto por la línea 1 3 = 218.09[MW]
 Flujo neto por la línea 1 4 = 111.47[MW]
 Flujo neto por la línea 2 1 = -58.16[MW]
 Flujo neto por la línea 2 4 = 170.40[MW]
 Flujo neto por la línea 3 1 = -218.09[MW]
 Flujo neto por la línea 3 4 = -82.71[MW]
 Flujo neto por la línea 4 1 = -111.47[MW]
 Flujo neto por la línea 4 2 = -170.40[MW]
 Flujo neto por la línea 4 3 = 82.71[MW]

Importancia del consumo 3 en la generación

Generación neta en el nodo 1 = 267.35[MW]
 Generación neta en el nodo 2 = 32.65[MW]

Importancia del consumo 4 en la generación

Generación neta en el nodo 1 = 120.37[MW]
 Generación neta en el nodo 2 = 79.63[MW]

Generaciones netas totales en los nodos

Generación neta en el nodo 1 = 387.72[MW]
 Generación neta en el nodo 2 = 112.28[MW]

Pérdidas por transmisión asociadas a los generadores

Pérdida asociada al generador 1 = 12.28[MW]
 Pérdida asociada al generador 2 = 1.72[MW]

Pérdida total del sistema = 14.00[MW]

ANEXO C: Resultados del ejemplo numérico presentado por Kirschen

*** Datos del sistema ***

El número de barras es 30

Generador en la barra 2 = 68.34[MW]
 Generador en la barra 3 = 40.00[MW]
 Generador en la barra 6 = 50.00[MW]
 Generador en la barra 8 = 30.85[MW]
 Generador en la barra 11 = 50.00[MW]
 Generador en la barra 13 = 50.00[MW]

Cargas en la barra 1 = 2.40[MW]
 Cargas en la barra 3 = 21.70[MW]
 Cargas en la barra 4 = 22.80[MW]
 Cargas en la barra 6 = 30.00[MW]
 Cargas en la barra 8 = 94.20[MW]
 Cargas en la barra 10 = 5.80[MW]
 Cargas en la barra 12 = 11.20[MW]
 Cargas en la barra 14 = 6.20[MW]
 Cargas en la barra 15 = 8.20[MW]
 Cargas en la barra 16 = 3.50[MW]
 Cargas en la barra 17 = 9.00[MW]
 Cargas en la barra 18 = 3.20[MW]
 Cargas en la barra 19 = 9.50[MW]
 Cargas en la barra 20 = 2.20[MW]
 Cargas en la barra 21 = 17.50[MW]
 Cargas en la barra 23 = 3.20[MW]
 Cargas en la barra 24 = 8.70[MW]
 Cargas en la barra 26 = 3.50[MW]
 Cargas en la barra 28 = 7.60[MW]
 Cargas en la barra 29 = 2.40[MW]
 Cargas en la barra 30 = 10.60[MW]

Flujo por la línea 1 2 = -23.61[MW]
 Flujo por la línea 1 28 = 21.21[MW]
 Flujo por la línea 2 1 = 24.06[MW]
 Flujo por la línea 2 3 = 44.26[MW]
 Flujo por la línea 3 2 = -42.28[MW]
 Flujo por la línea 3 8 = 46.50[MW]
 Flujo por la línea 3 28 = 14.09[MW]
 Flujo por la línea 4 7 = -40.76[MW]
 Flujo por la línea 4 8 = 17.96[MW]
 Flujo por la línea 5 6 = -5.36[MW]
 Flujo por la línea 5 7 = -7.60[MW]
 Flujo por la línea 5 27 = 12.96[MW]
 Flujo por la línea 6 5 = 5.38[MW]
 Flujo por la línea 6 7 = 14.61[MW]
 Flujo por la línea 7 4 = 41.20[MW]

Flujo por la línea 7 5 = 7.61[MW]
Flujo por la línea 7 6 = -14.58[MW]
Flujo por la línea 7 9 = -11.00[MW]
Flujo por la línea 7 10 = 3.51[MW]
Flujo por la línea 7 28 = -26.74[MW]
Flujo por la línea 8 3 = -45.53[MW]
Flujo por la línea 8 4 = -17.81[MW]
Flujo por la línea 9 7 = 11.00[MW]
Flujo por la línea 9 10 = 38.99[MW]
Flujo por la línea 9 11 = -50.00[MW]
Flujo por la línea 10 7 = -3.51[MW]
Flujo por la línea 10 9 = -39.00[MW]
Flujo por la línea 10 17 = 2.87[MW]
Flujo por la línea 10 20 = 7.92[MW]
Flujo por la línea 10 21 = 17.30[MW]
Flujo por la línea 10 22 = 8.61[MW]
Flujo por la línea 11 9 = 50.00[MW]
Flujo por la línea 12 13 = -50.00[MW]
Flujo por la línea 12 14 = 8.58[MW]
Flujo por la línea 12 15 = 21.09[MW]
Flujo por la línea 12 16 = 9.75[MW]
Flujo por la línea 12 28 = -0.64[MW]
Flujo por la línea 13 12 = 50.00[MW]
Flujo por la línea 14 12 = -8.49[MW]
Flujo por la línea 14 15 = 2.29[MW]
Flujo por la línea 15 12 = -20.81[MW]
Flujo por la línea 15 14 = -2.28[MW]
Flujo por la línea 15 18 = 7.12[MW]
Flujo por la línea 15 23 = 7.76[MW]
Flujo por la línea 16 12 = -9.67[MW]
Flujo por la línea 16 17 = 6.17[MW]
Flujo por la línea 17 10 = -2.85[MW]
Flujo por la línea 17 16 = -6.14[MW]
Flujo por la línea 18 15 = -7.07[MW]
Flujo por la línea 18 19 = 3.87[MW]
Flujo por la línea 19 18 = -3.86[MW]
Flujo por la línea 19 20 = -5.63[MW]
Flujo por la línea 20 10 = -7.85[MW]
Flujo por la línea 20 19 = 5.65[MW]
Flujo por la línea 21 10 = -17.16[MW]
Flujo por la línea 21 22 = -0.33[MW]
Flujo por la línea 22 10 = -8.54[MW]
Flujo por la línea 22 21 = 0.32[MW]
Flujo por la línea 22 24 = 8.22[MW]
Flujo por la línea 23 15 = -7.70[MW]
Flujo por la línea 23 24 = 4.50[MW]
Flujo por la línea 24 22 = -8.13[MW]
Flujo por la línea 24 23 = -4.48[MW]
Flujo por la línea 24 25 = 3.91[MW]
Flujo por la línea 25 24 = -3.88[MW]
Flujo por la línea 25 26 = 3.54[MW]
Flujo por la línea 25 27 = 0.33[MW]

Flujo por la línea 26 25 = -3.50[MW]
 Flujo por la línea 27 5 = -12.96[MW]
 Flujo por la línea 27 25 = -0.33[MW]
 Flujo por la línea 27 29 = 6.19[MW]
 Flujo por la línea 27 30 = 7.10[MW]
 Flujo por la línea 28 1 = -21.10[MW]
 Flujo por la línea 28 3 = -13.98[MW]
 Flujo por la línea 28 7 = 26.84[MW]
 Flujo por la línea 28 12 = 0.64[MW]
 Flujo por la línea 29 27 = -6.10[MW]
 Flujo por la línea 29 30 = 3.70[MW]
 Flujo por la línea 30 27 = -6.92[MW]
 Flujo por la línea 30 29 = -3.67[MW]

Dominios del sistema

Dominio del generador conectado a la barra 2

1 2 3 4 5 7 8
 10 12 14 15 16 17 18
 19 20 21 22 23 24 25
 26 27 28 29 30

Dominio del generador conectado a la barra 3

3 4 5 7 8 10 12
 14 15 16 17 18 19 20
 21 22 23 24 25 26 27
 28 29 30

Dominio del generador conectado a la barra 6

4 5 6 7 8 10 17
 19 20 21 22 24 25 26
 27 29 30

Dominio del generador conectado a la barra 8

8

Dominio del generador conectado a la barra 11

4 5 7 8 9 10 11
 17 19 20 21 22 24 25
 26 27 29 30

Dominio del generador conectado a la barra 13

12 13 14 15 16 17 18
 19 23 24 25 26 27 29
 30

Commons del sistema

Se indican los ranking y barras de cada common

Common 1 con ranking 1

1 2

Common 2 con ranking 2
3 28

Common 3 con ranking 4
4 5 7 10 20 21 22

Common 4 con ranking 1
6

Common 5 con ranking 5
8

Common 6 con ranking 1
9 11

Common 7 con ranking 3
12 14 15 16 18 23

Common 8 con ranking 1
13

Common 9 con ranking 5
17

Common 10 con ranking 5
19

Common 11 con ranking 5
24 25 26 27 29 30

Barras y sus commons

Barra 1 pertenece al common 1
Barra 2 pertenece al common 1
Barra 3 pertenece al common 2
Barra 4 pertenece al common 3
Barra 5 pertenece al common 3
Barra 6 pertenece al common 4
Barra 7 pertenece al common 3
Barra 8 pertenece al common 5
Barra 9 pertenece al common 6
Barra 10 pertenece al common 3
Barra 11 pertenece al common 6
Barra 12 pertenece al common 7
Barra 13 pertenece al common 8
Barra 14 pertenece al common 7
Barra 15 pertenece al common 7
Barra 16 pertenece al common 7
Barra 17 pertenece al common 9
Barra 18 pertenece al common 7
Barra 19 pertenece al common 10
Barra 20 pertenece al common 3

Barra 21 pertenece al common 3
 Barra 22 pertenece al common 3
 Barra 23 pertenece al common 7
 Barra 24 pertenece al common 11
 Barra 25 pertenece al common 11
 Barra 26 pertenece al common 11
 Barra 27 pertenece al common 11
 Barra 28 pertenece al common 2
 Barra 29 pertenece al common 11
 Barra 30 pertenece al common 11

 Flujos entre los common: LINKS

Flujo entre el common 1 y el common 2 = 63.38[MW]
 Flujo entre el common 2 y el common 3 = 26.74[MW]
 Flujo entre el common 2 y el common 5 = 45.53[MW]
 Flujo entre el common 2 y el common 7 = 0.64[MW]
 Flujo entre el common 3 y el common 5 = 17.81[MW]
 Flujo entre el common 3 y el common 9 = 2.85[MW]
 Flujo entre el common 3 y el common 10 = 5.63[MW]
 Flujo entre el common 3 y el common 11 = 21.09[MW]
 Flujo entre el common 4 y el common 3 = 19.94[MW]
 Flujo entre el common 6 y el common 3 = 50.00[MW]
 Flujo entre el common 7 y el common 9 = 6.14[MW]
 Flujo entre el common 7 y el common 10 = 3.86[MW]
 Flujo entre el common 7 y el common 11 = 4.48[MW]
 Flujo entre el common 8 y el common 7 = 50.00[MW]

 Flujos internos de cada common

Flujo interno del common 1 = 68.34[MW]
 Flujo interno del common 2 = 103.38[MW]
 Flujo interno del common 3 = 96.68[MW]
 Flujo interno del common 4 = 50.00[MW]
 Flujo interno del common 5 = 94.19[MW]
 Flujo interno del common 6 = 50.00[MW]
 Flujo interno del common 7 = 50.64[MW]
 Flujo interno del common 8 = 50.00[MW]
 Flujo interno del common 9 = 8.99[MW]
 Flujo interno del common 10 = 9.49[MW]
 Flujo interno del common 11 = 25.57[MW]

 Consumos totales en cada common

Consumo en el common 1 = 2.40[MW]
 Consumo en el common 2 = 29.30[MW]
 Consumo en el common 3 = 48.30[MW]
 Consumo en el common 4 = 30.00[MW]
 Consumo en el common 5 = 94.20[MW]

Consumo en el common 6 = 0.00[MW]
 Consumo en el common 7 = 35.50[MW]
 Consumo en el common 8 = 0.00[MW]
 Consumo en el common 9 = 9.00[MW]
 Consumo en el common 10 = 9.50[MW]
 Consumo en el common 11 = 25.20[MW]

 Contribuciones de cada generador a las cargas y flujos externos de cada common

		Common										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Generador 2	1.0000	0.6131	0.1696	0.0000	0.3284	0.0000	0.0077	0.0000	0.0590	0.1037	0.1412	
Generador 3	0.0000	0.3869	0.1070	0.0000	0.2073	0.0000	0.0049	0.0000	0.0373	0.0655	0.0891	
Generador 6	0.0000	0.0000	0.2062	1.0000	0.0390	0.0000	0.0000	0.0000	0.0654	0.1224	0.1701	
Generador 8	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.3275	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
Generador 11	0.0000	0.0000	0.5172	0.0000	0.0978	1.0000	0.0000	0.0000	0.1640	0.3068	0.4266	
Generador 13	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.9874	1.0000	0.6743	0.4016	0.1730	

 Contribuciones de cada generador a las cargas de cada common en MW

		Common										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Generador 2	2.40	17.96	8.19	0.00	30.94	0.00	0.28	0.00	0.53	0.99	3.56	
Generador 3	0.00	11.34	5.17	0.00	19.52	0.00	0.17	0.00	0.34	0.62	2.25	
Generador 6	0.00	0.00	9.96	30.00	3.67	0.00	0.00	0.00	0.59	1.16	4.29	
Generador 8	0.00	0.00	0.00	0.00	30.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Generador 11	0.00	0.00	24.98	0.00	9.21	0.00	0.00	0.00	1.48	2.91	10.75	
Generador 13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	35.05	0.00	6.07	3.82	4.36	

 Aportes de cada generador a los flujos por las líneas en MW

Aporte del generador en la barra 2 al flujo por las líneas:

Flujo por la línea 1 2 = -23.61[MW]
 Flujo por la línea 1 28 = 21.21[MW]
 Flujo por la línea 2 1 = 24.06[MW]
 Flujo por la línea 2 3 = 44.26[MW]
 Flujo por la línea 3 2 = -42.28[MW]
 Flujo por la línea 3 8 = 28.51[MW]
 Flujo por la línea 3 28 = 8.64[MW]
 Flujo por la línea 4 7 = -6.91[MW]
 Flujo por la línea 4 8 = 3.05[MW]
 Flujo por la línea 5 7 = -1.29[MW]
 Flujo por la línea 5 27 = 2.20[MW]
 Flujo por la línea 7 4 = 6.99[MW]

Flujo por la línea 7 5 = 1.29[MW]
Flujo por la línea 7 10 = 0.60[MW]
Flujo por la línea 7 28 = -16.39[MW]
Flujo por la línea 8 3 = -27.91[MW]
Flujo por la línea 8 4 = -3.02[MW]
Flujo por la línea 10 7 = -0.60[MW]
Flujo por la línea 10 17 = 0.49[MW]
Flujo por la línea 10 20 = 1.34[MW]
Flujo por la línea 10 21 = 2.93[MW]
Flujo por la línea 10 22 = 1.46[MW]
Flujo por la línea 12 14 = 0.07[MW]
Flujo por la línea 12 15 = 0.16[MW]
Flujo por la línea 12 16 = 0.08[MW]
Flujo por la línea 12 28 = -0.39[MW]
Flujo por la línea 14 12 = -0.07[MW]
Flujo por la línea 14 15 = 0.02[MW]
Flujo por la línea 15 12 = -0.16[MW]
Flujo por la línea 15 14 = -0.02[MW]
Flujo por la línea 15 18 = 0.06[MW]
Flujo por la línea 15 23 = 0.06[MW]
Flujo por la línea 16 12 = -0.07[MW]
Flujo por la línea 16 17 = 0.05[MW]
Flujo por la línea 17 10 = -0.48[MW]
Flujo por la línea 17 16 = -0.05[MW]
Flujo por la línea 18 15 = -0.05[MW]
Flujo por la línea 18 19 = 0.03[MW]
Flujo por la línea 19 18 = -0.03[MW]
Flujo por la línea 19 20 = -0.95[MW]
Flujo por la línea 20 10 = -1.33[MW]
Flujo por la línea 20 19 = 0.96[MW]
Flujo por la línea 21 10 = -2.91[MW]
Flujo por la línea 21 22 = -0.06[MW]
Flujo por la línea 22 10 = -1.45[MW]
Flujo por la línea 22 21 = 0.05[MW]
Flujo por la línea 22 24 = 1.39[MW]
Flujo por la línea 23 15 = -0.06[MW]
Flujo por la línea 23 24 = 0.03[MW]
Flujo por la línea 24 22 = -1.38[MW]
Flujo por la línea 24 23 = -0.03[MW]
Flujo por la línea 24 25 = 0.55[MW]
Flujo por la línea 25 24 = -0.55[MW]
Flujo por la línea 25 26 = 0.50[MW]
Flujo por la línea 25 27 = 0.05[MW]
Flujo por la línea 26 25 = -0.49[MW]
Flujo por la línea 27 5 = -2.20[MW]
Flujo por la línea 27 25 = -0.05[MW]
Flujo por la línea 27 29 = 0.87[MW]
Flujo por la línea 27 30 = 1.00[MW]
Flujo por la línea 28 1 = -21.10[MW]
Flujo por la línea 28 3 = -8.57[MW]
Flujo por la línea 28 7 = 16.46[MW]
Flujo por la línea 28 12 = 0.39[MW]

Flujo por la línea 29 27 = -0.86[MW]
 Flujo por la línea 29 30 = 0.52[MW]
 Flujo por la línea 30 27 = -0.98[MW]
 Flujo por la línea 30 29 = -0.52[MW]

Aporte del generador en la barra 3 al flujo por las líneas:

Flujo por la línea 3 8 = 17.99[MW]
 Flujo por la línea 3 28 = 5.45[MW]
 Flujo por la línea 4 7 = -4.36[MW]
 Flujo por la línea 4 8 = 1.92[MW]
 Flujo por la línea 5 7 = -0.81[MW]
 Flujo por la línea 5 27 = 1.39[MW]
 Flujo por la línea 7 4 = 4.41[MW]
 Flujo por la línea 7 5 = 0.81[MW]
 Flujo por la línea 7 10 = 0.38[MW]
 Flujo por la línea 7 28 = -10.35[MW]
 Flujo por la línea 8 3 = -17.62[MW]
 Flujo por la línea 8 4 = -1.91[MW]
 Flujo por la línea 10 7 = -0.38[MW]
 Flujo por la línea 10 17 = 0.31[MW]
 Flujo por la línea 10 20 = 0.85[MW]
 Flujo por la línea 10 21 = 1.85[MW]
 Flujo por la línea 10 22 = 0.92[MW]
 Flujo por la línea 12 14 = 0.04[MW]
 Flujo por la línea 12 15 = 0.10[MW]
 Flujo por la línea 12 16 = 0.05[MW]
 Flujo por la línea 12 28 = -0.25[MW]
 Flujo por la línea 14 12 = -0.04[MW]
 Flujo por la línea 14 15 = 0.01[MW]
 Flujo por la línea 15 12 = -0.10[MW]
 Flujo por la línea 15 14 = -0.01[MW]
 Flujo por la línea 15 18 = 0.03[MW]
 Flujo por la línea 15 23 = 0.04[MW]
 Flujo por la línea 16 12 = -0.05[MW]
 Flujo por la línea 16 17 = 0.03[MW]
 Flujo por la línea 17 10 = -0.30[MW]
 Flujo por la línea 17 16 = -0.03[MW]
 Flujo por la línea 18 15 = -0.03[MW]
 Flujo por la línea 18 19 = 0.02[MW]
 Flujo por la línea 19 18 = -0.02[MW]
 Flujo por la línea 19 20 = -0.60[MW]
 Flujo por la línea 20 10 = -0.84[MW]
 Flujo por la línea 20 19 = 0.60[MW]
 Flujo por la línea 21 10 = -1.84[MW]
 Flujo por la línea 21 22 = -0.04[MW]
 Flujo por la línea 22 10 = -0.91[MW]
 Flujo por la línea 22 21 = 0.03[MW]
 Flujo por la línea 22 24 = 0.88[MW]
 Flujo por la línea 23 15 = -0.04[MW]
 Flujo por la línea 23 24 = 0.02[MW]
 Flujo por la línea 24 22 = -0.87[MW]

Flujo por la línea 24 23 = -0.02[MW]
 Flujo por la línea 24 25 = 0.35[MW]
 Flujo por la línea 25 24 = -0.35[MW]
 Flujo por la línea 25 26 = 0.32[MW]
 Flujo por la línea 25 27 = 0.03[MW]
 Flujo por la línea 26 25 = -0.31[MW]
 Flujo por la línea 27 5 = -1.39[MW]
 Flujo por la línea 27 25 = -0.03[MW]
 Flujo por la línea 27 29 = 0.55[MW]
 Flujo por la línea 27 30 = 0.63[MW]
 Flujo por la línea 28 3 = -5.41[MW]
 Flujo por la línea 28 7 = 10.38[MW]
 Flujo por la línea 28 12 = 0.25[MW]
 Flujo por la línea 29 27 = -0.54[MW]
 Flujo por la línea 29 30 = 0.33[MW]
 Flujo por la línea 30 27 = -0.62[MW]
 Flujo por la línea 30 29 = -0.33[MW]

Aporte del generador en la barra 6 al flujo por las líneas:

Flujo por la línea 4 7 = -8.41[MW]
 Flujo por la línea 4 8 = 3.70[MW]
 Flujo por la línea 5 6 = -5.36[MW]
 Flujo por la línea 5 7 = -1.57[MW]
 Flujo por la línea 5 27 = 2.67[MW]
 Flujo por la línea 6 5 = 5.38[MW]
 Flujo por la línea 6 7 = 14.61[MW]
 Flujo por la línea 7 4 = 8.50[MW]
 Flujo por la línea 7 5 = 1.57[MW]
 Flujo por la línea 7 6 = -14.58[MW]
 Flujo por la línea 7 10 = 0.72[MW]
 Flujo por la línea 8 4 = -3.67[MW]
 Flujo por la línea 10 7 = -0.72[MW]
 Flujo por la línea 10 17 = 0.59[MW]
 Flujo por la línea 10 20 = 1.63[MW]
 Flujo por la línea 10 21 = 3.57[MW]
 Flujo por la línea 10 22 = 1.78[MW]
 Flujo por la línea 17 10 = -0.59[MW]
 Flujo por la línea 19 20 = -1.16[MW]
 Flujo por la línea 20 10 = -1.62[MW]
 Flujo por la línea 20 19 = 1.17[MW]
 Flujo por la línea 21 10 = -3.54[MW]
 Flujo por la línea 21 22 = -0.07[MW]
 Flujo por la línea 22 10 = -1.76[MW]
 Flujo por la línea 22 21 = 0.07[MW]
 Flujo por la línea 22 24 = 1.70[MW]
 Flujo por la línea 24 22 = -1.68[MW]
 Flujo por la línea 24 25 = 0.67[MW]
 Flujo por la línea 25 24 = -0.66[MW]
 Flujo por la línea 25 26 = 0.60[MW]
 Flujo por la línea 25 27 = 0.06[MW]
 Flujo por la línea 26 25 = -0.60[MW]

Flujo por la línea 27 5 = -2.67[MW]
 Flujo por la línea 27 25 = -0.06[MW]
 Flujo por la línea 27 29 = 1.05[MW]
 Flujo por la línea 27 30 = 1.21[MW]
 Flujo por la línea 29 27 = -1.04[MW]
 Flujo por la línea 29 30 = 0.63[MW]
 Flujo por la línea 30 27 = -1.18[MW]
 Flujo por la línea 30 29 = -0.62[MW]

Aporte del generador en la barra 8 al flujo por las líneas:

Aporte del generador en la barra 11 al flujo por las líneas:

Flujo por la línea 4 7 = -21.08[MW]
 Flujo por la línea 4 8 = 9.29[MW]
 Flujo por la línea 5 7 = -3.93[MW]
 Flujo por la línea 5 27 = 6.70[MW]
 Flujo por la línea 7 4 = 21.31[MW]
 Flujo por la línea 7 5 = 3.94[MW]
 Flujo por la línea 7 9 = -11.00[MW]
 Flujo por la línea 7 10 = 1.82[MW]
 Flujo por la línea 8 4 = -9.21[MW]
 Flujo por la línea 9 7 = 11.00[MW]
 Flujo por la línea 9 10 = 38.99[MW]
 Flujo por la línea 9 11 = -50.00[MW]
 Flujo por la línea 10 7 = -1.82[MW]
 Flujo por la línea 10 9 = -39.00[MW]
 Flujo por la línea 10 17 = 1.48[MW]
 Flujo por la línea 10 20 = 4.10[MW]
 Flujo por la línea 10 21 = 8.95[MW]
 Flujo por la línea 10 22 = 4.45[MW]
 Flujo por la línea 11 9 = 50.00[MW]
 Flujo por la línea 17 10 = -1.47[MW]
 Flujo por la línea 19 20 = -2.91[MW]
 Flujo por la línea 20 10 = -4.06[MW]
 Flujo por la línea 20 19 = 2.92[MW]
 Flujo por la línea 21 10 = -8.87[MW]
 Flujo por la línea 21 22 = -0.17[MW]
 Flujo por la línea 22 10 = -4.42[MW]
 Flujo por la línea 22 21 = 0.17[MW]
 Flujo por la línea 22 24 = 4.25[MW]
 Flujo por la línea 24 22 = -4.20[MW]
 Flujo por la línea 24 25 = 1.67[MW]
 Flujo por la línea 25 24 = -1.66[MW]
 Flujo por la línea 25 26 = 1.51[MW]
 Flujo por la línea 25 27 = 0.14[MW]
 Flujo por la línea 26 25 = -1.49[MW]
 Flujo por la línea 27 5 = -6.70[MW]
 Flujo por la línea 27 25 = -0.14[MW]
 Flujo por la línea 27 29 = 2.64[MW]
 Flujo por la línea 27 30 = 3.03[MW]

Flujo por la línea 29 27 = -2.60[MW]
 Flujo por la línea 29 30 = 1.58[MW]
 Flujo por la línea 30 27 = -2.95[MW]
 Flujo por la línea 30 29 = -1.57[MW]

Aporte del generador en la barra 13 al flujo por las líneas:

Flujo por la línea 12 13 = -50.00[MW]
 Flujo por la línea 12 14 = 8.47[MW]
 Flujo por la línea 12 15 = 20.82[MW]
 Flujo por la línea 12 16 = 9.63[MW]
 Flujo por la línea 13 12 = 50.00[MW]
 Flujo por la línea 14 12 = -8.38[MW]
 Flujo por la línea 14 15 = 2.26[MW]
 Flujo por la línea 15 12 = -20.55[MW]
 Flujo por la línea 15 14 = -2.25[MW]
 Flujo por la línea 15 18 = 7.03[MW]
 Flujo por la línea 15 23 = 7.66[MW]
 Flujo por la línea 16 12 = -9.55[MW]
 Flujo por la línea 16 17 = 6.09[MW]
 Flujo por la línea 17 16 = -6.06[MW]
 Flujo por la línea 18 15 = -6.98[MW]
 Flujo por la línea 18 19 = 3.82[MW]
 Flujo por la línea 19 18 = -3.81[MW]
 Flujo por la línea 23 15 = -7.60[MW]
 Flujo por la línea 23 24 = 4.44[MW]
 Flujo por la línea 24 23 = -4.42[MW]
 Flujo por la línea 24 25 = 0.68[MW]
 Flujo por la línea 25 24 = -0.67[MW]
 Flujo por la línea 25 26 = 0.61[MW]
 Flujo por la línea 25 27 = 0.06[MW]
 Flujo por la línea 26 25 = -0.61[MW]
 Flujo por la línea 27 25 = -0.06[MW]
 Flujo por la línea 27 29 = 1.07[MW]
 Flujo por la línea 27 30 = 1.23[MW]
 Flujo por la línea 29 27 = -1.06[MW]
 Flujo por la línea 29 30 = 0.64[MW]
 Flujo por la línea 30 27 = -1.20[MW]
 Flujo por la línea 30 29 = -0.63[MW]

 Generación total destinada a consumos de cada generador en MW

Generador 2 = 64.84[MW]
 Generador 3 = 37.48[MW]
 Generador 6 = 49.67[MW]
 Generador 8 = 28.92[MW]
 Generador 11 = 49.33[MW]
 Generador 13 = 47.35[MW]

Pérdidas asociadas a las líneas en MW

Pérdida en la línea 1 28 = 0.11[MW]
 Pérdida en la línea 2 1 = 0.45[MW]
 Pérdida en la línea 2 3 = 1.98[MW]
 Pérdida en la línea 3 8 = 0.97[MW]
 Pérdida en la línea 3 28 = 0.11[MW]
 Pérdida en la línea 4 8 = 0.15[MW]
 Pérdida en la línea 6 5 = 0.02[MW]
 Pérdida en la línea 6 7 = 0.03[MW]
 Pérdida en la línea 7 4 = 0.44[MW]
 Pérdida en la línea 7 5 = 0.01[MW]
 Pérdida en la línea 9 10 = 0.01[MW]
 Pérdida en la línea 10 17 = 0.02[MW]
 Pérdida en la línea 10 20 = 0.07[MW]
 Pérdida en la línea 10 21 = 0.14[MW]
 Pérdida en la línea 10 22 = 0.07[MW]
 Pérdida en la línea 12 14 = 0.09[MW]
 Pérdida en la línea 12 15 = 0.28[MW]
 Pérdida en la línea 12 16 = 0.08[MW]
 Pérdida en la línea 14 15 = 0.01[MW]
 Pérdida en la línea 15 18 = 0.05[MW]
 Pérdida en la línea 15 23 = 0.06[MW]
 Pérdida en la línea 16 17 = 0.03[MW]
 Pérdida en la línea 18 19 = 0.01[MW]
 Pérdida en la línea 20 19 = 0.02[MW]
 Pérdida en la línea 22 21 = 0.01[MW]
 Pérdida en la línea 22 24 = 0.09[MW]
 Pérdida en la línea 23 24 = 0.02[MW]
 Pérdida en la línea 24 25 = 0.03[MW]
 Pérdida en la línea 25 26 = 0.04[MW]
 Pérdida en la línea 27 29 = 0.09[MW]
 Pérdida en la línea 27 30 = 0.18[MW]
 Pérdida en la línea 28 7 = 0.10[MW]
 Pérdida en la línea 29 30 = 0.03[MW]

Pérdidas totales del sistema = 5.80[MW]

Pérdidas asociadas a cada generador en MW y porcentaje del total

Pérdidas del generador 2 = 3.49[MW] ==> 60.23 x 100 del total
 Pérdidas del generador 3 = 0.60[MW] ==> 10.38 x 100 del total
 Pérdidas del generador 6 = 0.32[MW] ==> 5.57 x 100 del total
 Pérdidas del generador 8 = 0.00[MW] ==> 0.00 x 100 del total
 Pérdidas del generador 11 = 0.70[MW] ==> 11.99 x 100 del total
 Pérdidas del generador 13 = 0.69[MW] ==> 11.83 x 100 del total

Pérdidas totales del sistema = 5.80[MW]

ANEXO D: Resultados AC del sistema del SIC reducido de 8 barras

Resultados correspondientes al los aportes de los generadores al flujo por las líneas del sistema de 8 barras, considerando un flujo AC.

Tabla D.1. Aporte del generador G1 (Sistema SIC de 8 barras)

Línea		Aporte del generador G1							
Desde	Hasta	Flujo [MW]		Bialek AC [MW] %		Kirschen AC [MW] %		GGDF [MW] %	
1	2	150	148.8	150	100	150	100	-	-
3	2	218.24	201.18	0	0	0	0	-	-
3	4	1102	1100	0	0	0	0	-	-
5	3	1062.04	1053.26	0	0	0	0	-	-
6	3	29	28.33	0	0	0	0	-	-
7	5	451.36	442.04	0	0	0	0	-	-
7	6	94.54	89	0	0	0	0	-	-
8	7	120	115.9	0	0	0	0	-	-

Tabla D.2. Aporte del generador G3 (Sistema SIC de 8 barras)

Línea		Aporte del generador G3							
Desde	Hasta	Flujo [MW]		Bialek AC [MW] %		Kirschen AC [MW] %		GGDF [MW] %	
1	2	150	148.8	0	0	0	0	-	-
3	2	218.24	201.18	100.82	46.20	100.82	46.20	-	-
3	4	1102	1100	509.08	46.20	509.08	46.20	-	-
5	3	1062.04	1053.26	0	0	0	0	-	-
6	3	29	28.33	0	0	0	0	-	-
7	5	451.36	442.04	0	0	0	0	-	-
7	6	94.54	89	0	0	0	0	-	-
8	7	120	115.9	0	0	0	0	-	-

Tabla D.3. Aporte del generador G5 (Sistema SIC de 8 barras)

Línea		Aporte del generador G5							
Desde	Hasta	Flujo [MW]		Bialek AC [MW] %		Kirschen AC [MW] %		GGDF [MW] %	
1	2	150	148.8	0	0	0	0	-	-
3	2	218.24	201.18	67.31	30.84	66.75	30.59	-	-
3	4	1102	1100	339.88	30.84	337.07	30.59	-	-
5	3	1062.04	1053.26	620	58.38	620	58.38	-	-
6	3	29	28.33	0	0	0	0	-	-
7	5	451.36	442.04	0	0	0	0	-	-
7	6	94.54	89	0	0	0	0	-	-
8	7	120	115.9	0	0	0	0	-	-

Tabla D.4. Aporte del generador G6 (Sistema SIC de 8 barras)

Línea		Aporte del generador G6							
Desde	Hasta	Flujo [MW]		Bialek AC		Kirschen AC		GGDF	
		[MW]		[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	2	150	148.8	0	0	0	0	-	-
3	2	218.24	201.18	2.43	1.11	2.37	1.09	-	-
3	4	1102	1100	12.26	1.11	11.98	1.09	-	-
5	3	1062.04	1053.26	0	0	0	0	-	-
6	3	29	28.33	22.37	77.14	22.37	77.14	-	-
7	5	451.36	442.04	0	0	0	0	-	-
7	6	94.54	89	0	0	0	0	-	-
8	7	120	115.9	0	0	0	0	-	-

Tabla D.5. Aporte del generador G7 (Sistema SIC de 8 barras)

Línea		Aporte del generador G7							
Desde	Hasta	Flujo [MW]		Bialek AC		Kirschen AC		GGDF	
		[MW]		[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	2	150	148.8	0	0	0	0	-	-
3	2	218.24	201.18	44.2	20.25	42.89	19.65	-	-
3	4	1102	1100	223.18	20.25	216.59	19.65	-	-
5	3	1062.04	1053.26	400.86	37.74	392.58	36.96	-	-
6	3	29	28.33	6.26	21.59	5.89	20.31	-	-
7	5	451.36	442.04	400.86	88.81	400.86	88.81	-	-
7	6	94.54	89	83.96	88.81	83.96	88.81	-	-
8	7	120	115.9	0	0	0	0	-	-

Tabla D.6. Aporte del generador G8 (Sistema SIC de 8 barras)

Línea		Aporte del generador G8							
Desde	Hasta	Flujo [MW]		Bialek AC		Kirschen AC		GGDF	
		[MW]		[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	2	150	148.8	0	0	0	0	-	-
3	2	218.24	201.18	5.77	2.64	5.4	2.47	-	-
3	4	1102	1100	29.11	2.64	27.29	2.48	-	-
5	3	1062.04	1053.26	52.29	4.92	49.46	4.66	-	-
6	3	29	28.33	0.82	2.83	0.74	2.55	-	-
7	5	451.36	442.04	52.29	11.58	50.5	11.19	-	-
7	6	94.54	89	10.95	11.58	10.58	11.19	-	-
8	7	120	115.9	120	100	120	100	-	-

ANEXO E: Resultados del sistema de 8 barras considerando inyecciones netas

Para obtener estos resultados se calculan las inyecciones netas en cada barra del sistema, de manera de tener una resultante derivada de la diferencia entre generación y consumo.

Tabla E.1. Aporte del generador G1 (SIC de 8 barras considerando inyecciones netas)

Línea		Aporte del generador G1						
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC		Kirschen DC		GGDF	
			[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	2	150	150	100	150	100	150	100
3	2	200	0	0	0	0	-115	0
3	4	1100	0	0	0	0	109.20	9.93
5	3	1075.82	0	0	0	0	-3	0
6	3	34.18	0	0	0	0	-3	0
7	5	455.82	0	0	0	0	-3	0
7	6	94.18	0	0	0	0	3.45	3.66
8	7	120	0	0	0	0	0	0

Tabla E.2. Aporte del generador G3 (SIC de 8 barras considerando inyecciones netas)

Línea		Aporte del generador G3						
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC		Kirschen DC		GGDF	
			[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	2	150	0	0	0	0	0	0
3	2	200	29.23	14.615	29.23	14.615	44.08	13.97
3	4	1100	160.77	14.62	160.77	14.62	138.32	12.58
5	3	1075.82	0	0	0	0	-4.37	0
6	3	34.18	0	0	0	0	-3.23	0
7	5	455.82	0	0	0	0	-4.37	0
7	6	94.18	0	0	0	0	4.37	4.63
8	7	120	0	0	0	0	0	0

Tabla E.3. Aporte del generador G5 (SIC de 8 barras considerando inyecciones netas)

Línea		Aporte del generador G5						
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC		Kirschen DC		GGDF	
			[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	2	150	0	0	0	0	0	0
3	2	200	95.38	47.69	95.38	47.69	143.84	45.59
3	4	1100	524.62	47.69	524.62	47.69	451.36	41.06
5	3	1075.82	620	57.63	620	57.63	589.62	54.42
6	3	34.18	0	0	0	0	6	14
7	5	455.82	0	0	0	0	-30	0
7	6	94.18	0	0	0	0	30.38	32.22
8	7	120	0	0	0	0	0	0

Tabla E.4. Aporte del generador G6 (SIC de 8 barras considerando inyecciones netas)

Línea		Aporte del generador G6						
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC		Kirschen DC		GGDF	
			[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	2	150	0	0	0	0	0	0
3	2	200	0	0	0	0	0	0
3	4	1100	0	0	0	0	0	0
5	3	1075.82	0	0	0	0	0	0
6	3	34.18	0	0	0	0	0	0
7	5	455.82	0	0	0	0	0	0
7	6	94.18	0	0	0	0	0	0
8	7	120	0	0	0	0	0	0

Tabla E.5. Aporte del generador G7 (SIC de 8 barras considerando inyecciones netas)

Línea		Aporte del generador G7						
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC		Kirschen DC		GGDF	
			[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	2	150	0	0	0	0	0	0
3	2	200	58.94	29.47	58.94	29.47	99.76	31.62
3	4	1100	324.15	29.47	324.15	29.47	313.04	28.48
5	3	1075.82	356.37	33.13	356.37	33.13	386.14	35.64
6	3	34.18	26.72	78.17	26.72	78.17	26.66	67.19
7	5	455.82	356.37	78.18	356.37	78.18	386.14	78.18
7	6	94.18	73.63	78.18	73.63	78.18	43.86	46.51
8	7	120	0	0	0	0	0	0

Tabla E.6. Aporte del generador G8 (SIC de 8 barras considerando inyecciones netas)

Línea		Aporte del generador G8						
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC		Kirschen DC		GGDF	
			[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	2	150	0	0	0	0	0	0
3	2	200	16.45	8.225	16.45	8.225	27.84	8.82
3	4	1100	90.46	8.22	90.46	8.22	87.36	7.95
5	3	1075.82	99.45	9.24	99.45	9.24	107.76	9.95
6	3	34.18	7.46	21.83	7.46	21.83	7.44	18.75
7	5	455.82	99.45	21.82	99.45	21.82	107.76	21.82
7	6	94.18	20.55	21.82	20.55	21.82	12.24	12.98
8	7	120	120	100	120	100	120.00	100

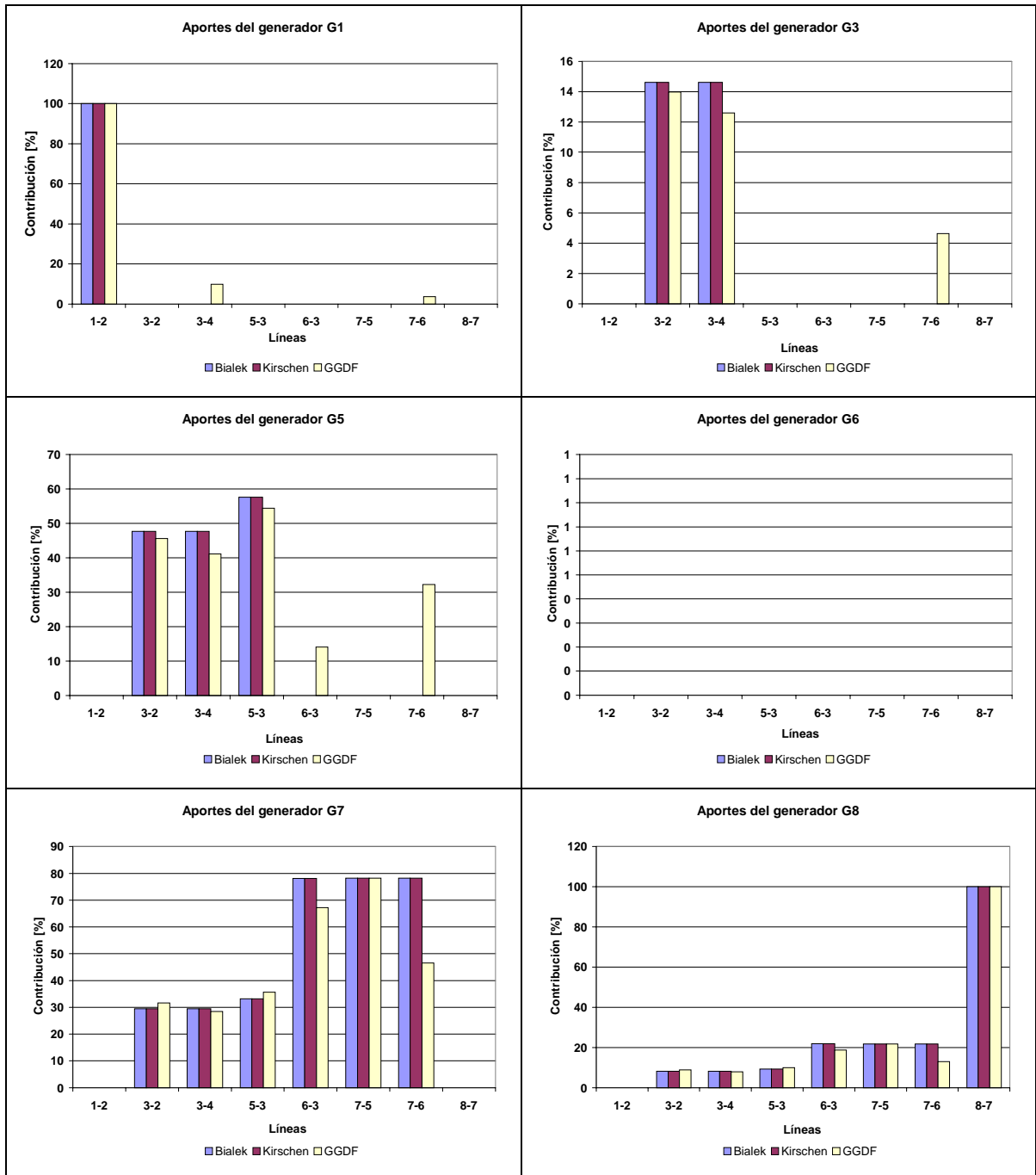


Figura E.1. Resultados del sistema SIC de 8 barras considerando inyecciones netas

ANEXO F: Resultados para el sistema de 30 barras considerando flujos DC y AC.

Tabla F.1. Aporte del generador G2 (Sistema de 30 barras para un flujo DC)

Línea		Aporte del generador G2						
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC		Kirschen DC		GGDF	
			[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	28	16.25	16.25	100	16.25	100	18.58	62.90
2	1	18.65	18.65	100	18.65	100	19.08	62.34
2	3	43.9	43.9	100	43.9	100	43.47	78.44
3	8	46.04	24.09	52.32	24.09	52.32	21.52	39.69
3	28	16.16	8.46	52.35	8.46	52.35	17.20	50.91
4	8	17.31	6.43	37.15	2.99	17.27	-1	0
5	27	12.75	2.76	21.65	2.21	17.33	4.07	30.74
6	5	5.31	0	0	0	0	0	0
6	7	14.69	0	0	0	0	-7	0
7	4	40.11	14.9	37.15	6.94	17.30	4.32	8.64
7	5	7.44	2.76	37.10	1.29	17.34	4.19	40.06
7	10	3.37	1.25	37.09	0.58	17.21	3.38	31.39
9	7	11.41	0	0	0	0	-5.94	0
9	10	38.59	0	0	0	0	5.94	13.53
10	17	2.76	0.08	2.90	0.48	17.39	1.06	9.94
10	20	7.5	0.22	2.93	1.3	17.33	1.88	17.09
10	21	20.36	0.61	3.00	3.52	17.29	4.00	19.68
10	22	5.54	0.17	3.07	0.96	17.33	1.06	19.10
11	9	50	0	0	0	0	0	0
12	14	8.58	0	0	0	0	1.69	19.73
12	15	20.48	0	0	0	0	3.88	18.19
12	16	9.74	0	0	0	0	1.69	12.40
12	28	0.01	0	0	0	0	-10	0
13	12	50	0	0	0	0	0	0
14	15	2.38	0	0	0	0	0.31	9.70
15	18	7.4	0	0	0	0	1.38	14.64
15	23	7.26	0	0	0	0	1.00	12.02
16	17	6.24	0	0	0	0	0.88	7.90
18	19	4.2	0	0	0	0	0.69	10.07
20	19	5.3	0.16	3.02	0.92	17.36	1.38	15.05
21	22	2.86	0.09	3.15	0.49	17.13	1.06	19.74
22	24	8.39	0.25	2.98	1.45	17.28	1.19	12.67
23	24	4.06	0	0	0	0	0.31	4.91
24	25	3.75	0.08	2.13	0.65	17.33	0	0
25	26	3.5	0.07	2.00	0.61	17.43	0.75	22.07
25	27	0.25	0.01	4.00	0.04	16.00	1.31	27.62
27	29	6.06	1.29	21.29	1.05	17.33	1.31	22.07
27	30	6.94	1.48	21.33	1.2	17.29	1.50	22.07
28	7	24.81	18.91	76.22	18.91	76.22	24.33	49.01
29	30	3.66	0.78	21.31	0.63	17.21	0.81	22.07

Tabla F.2. Aporte del generador G3 (Sistema de 30 barras para un flujo DC)

Línea		Aporte del generador G3						
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC		Kirschen DC		GGDF	
			[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	28	16.25	0	0	0	0	8.80	29.79
2	1	18.65	0	0	0	0	9.12	29.80
2	3	43.9	0	0	0	0	-9	0
3	8	46.04	21.95	47.68	21.95	47.68	14.64	27.01
3	28	16.16	7.7	47.65	7.7	47.65	13.16	38.95
4	8	17.31	2	11.55	0.93	5.37	-1	0
5	27	12.75	0.86	6.75	0.69	5.41	2.60	19.66
6	5	5.31	0	0	0	0	0	0
6	7	14.69	0	0	0	0	-4	0
7	4	40.11	4.65	11.59	2.16	5.39	1.88	3.76
7	5	7.44	0.86	11.56	0.4	5.38	2.68	25.62
7	10	3.37	0.39	11.57	0.18	5.34	2.20	20.45
9	7	11.41	0	0	0	0	-4	0
9	10	38.59	0	0	0	0	3.84	8.74
10	17	2.76	0.03	1.09	0.15	5.43	0.72	6.73
10	20	7.5	0.07	0.93	0.4	5.33	1.24	11.30
10	21	20.36	0.19	0.93	1.1	5.40	2.60	12.78
10	22	5.54	0.05	0.90	0.3	5.42	0.68	12.21
11	9	50	0	0	0	0	0	0
12	14	8.58	0	0	0	0	1.08	12.62
12	15	20.48	0	0	0	0	2.44	11.44
12	16	9.74	0	0	0	0	1.04	7.63
12	28	0.01	0	0	0	0	-6	0
13	12	50	0	0	0	0	0	0
14	15	2.38	0	0	0	0	0.20	6.20
15	18	7.4	0	0	0	0	0.88	9.36
15	23	7.26	0	0	0	0	0.60	7.20
16	17	6.24	0	0	0	0	0.56	5.05
18	19	4.2	0	0	0	0	0.44	6.44
20	19	5.3	0.05	0.94	0.29	5.47	0.92	10.06
21	22	2.86	0.03	1.05	0.15	5.24	0.68	12.62
22	24	8.39	0.08	0.95	0.45	5.36	0.76	8.10
23	24	4.06	0	0	0	0	0.16	2.51
24	25	3.75	0.02	0.53	0.2	5.33	0	0
25	26	3.5	0.02	0.57	0.19	5.43	0.48	14.11
25	27	0.25	0	0	0.01	4.00	0.84	17.66
27	29	6.06	0.4	6.60	0.33	5.45	0.84	14.11
27	30	6.94	0.46	6.63	0.37	5.33	0.96	14.11
28	7	24.81	5.9	23.78	5.9	23.78	14.76	29.73
29	30	3.66	0.24	6.56	0.2	5.46	0.52	14.11

Tabla F.3. Aporte del generador G6 (Sistema de 30 barras para un flujo DC)

Línea		Aporte del generador G6							
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC		Kirschen DC		GGDF		
			[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%	
1	28	16.25	0	0	0	0	-4	0	
2	1	18.65	0	0	0	0	-4	0	
2	3	43.9	0	0	0	0	3.60	6.50	
3	8	46.04	0	0	0	0	5.10	9.41	
3	28	16.16	0	0	0	0	-5	0	
4	8	17.31	4.99	28.83	3.17	18.31	11.50	36.22	
5	27	12.75	7.46	58.51	2.33	18.27	4.05	30.62	
6	5	5.31	5.31	100	5.31	100	7.00	100	
6	7	14.69	14.69	100	14.69	100	37.70	100	
7	4	40.11	11.57	28.85	7.34	18.30	15.50	31.03	
7	5	7.44	2.15	28.90	1.36	18.28	-3	0	
7	10	3.37	0.97	28.78	0.62	18.40	3.30	30.67	
9	7	11.41	0	0	0	0	-6	0	
9	10	38.59	0	0	0	0	5.80	13.20	
10	17	2.76	0.06	2.17	0.5	18.12	1.95	18.23	
10	20	7.5	0.17	2.27	1.37	18.27	2.10	19.13	
10	21	20.36	0.47	2.31	3.73	18.32	3.25	15.98	
10	22	5.54	0.13	2.35	1.01	18.23	0.85	15.27	
11	9	50	0	0	0	0	0	0	
12	14	8.58	0	0	0	0	1.05	12.27	
12	15	20.48	0	0	0	0	2.00	9.38	
12	16	9.74	0	0	0	0	0.25	1.84	
12	28	0.01	0	0	0	0	-5	0	
13	12	50	0	0	0	0	0	0	
14	15	2.38	0	0	0	0	0	0	
15	18	7.4	0	0	0	0	0.55	5.85	
15	23	7.26	0	0	0	0	0	0	
16	17	6.24	0	0	0	0	0	0	
18	19	4.2	0	0	0	0	0	0	
20	19	5.3	0.12	2.26	0.97	18.30	1.70	18.60	
21	22	2.86	0.07	2.45	0.52	18.18	0.85	15.78	
22	24	8.39	0.19	2.26	1.54	18.36	0.95	10.13	
23	24	4.06	0	0	0	0	-1	0	
24	25	3.75	0.06	1.60	0.69	18.40	-1	0	
25	26	3.5	0.05	1.43	0.64	18.29	0.60	17.64	
25	27	0.25	0	0	0.05	20.00	1.80	37.85	
27	29	6.06	3.48	57.43	1.11	18.32	1.05	17.64	
27	30	6.94	3.98	57.35	1.27	18.30	1.20	17.64	
28	7	24.81	0	0	0	0	-16	0	
29	30	3.66	2.1	57.38	0.67	18.31	0.65	17.64	

Tabla F.4. Aporte del generador G8 (Sistema de 30 barras para un flujo DC)

Línea		Aporte del generador G8						
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC		Kirschen DC		GGDF	
			[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	28	16.25	0	0	0	0	2.16	7.31
2	1	18.65	0	0	0	0	2.41	7.86
2	3	43.9	0	0	0	0	-2	0
3	8	46.04	0	0	0	0	-8	0
3	28	16.16	0	0	0	0	3.42	10.14
4	8	17.31	0	0	0	0	-12	0
5	27	12.75	0	0	0	0	2.16	16.33
6	5	5.31	0	0	0	0	0	0
6	7	14.69	0	0	0	0	-3	0
7	4	40.11	0	0	0	0	-10	0
7	5	7.44	0	0	0	0	2.19	20.94
7	10	3.37	0	0	0	0	1.88	17.49
9	7	11.41	0	0	0	0	-3	0
9	10	38.59	0	0	0	0	3.30	7.51
10	17	2.76	0	0	0	0	0.86	8.08
10	20	7.5	0	0	0	0	1.11	10.12
10	21	20.36	0	0	0	0	2.04	10.01
10	22	5.54	0	0	0	0	0.52	9.42
11	9	50	0	0	0	0	0	0
12	14	8.58	0	0	0	0	0.74	8.65
12	15	20.48	0	0	0	0	1.60	7.52
12	16	9.74	0	0	0	0	0.49	3.62
12	28	0.01	0	0	0	0	-4	0
13	12	50	0	0	0	0	0	0
14	15	2.38	0	0	0	0	0.06	1.91
15	18	7.4	0	0	0	0	0.49	5.25
15	23	7.26	0	0	0	0	0.28	3.33
16	17	6.24	0	0	0	0	0.09	0.84
18	19	4.2	0	0	0	0	0.15	2.26
20	19	5.3	0	0	0	0	0.89	9.79
21	22	2.86	0	0	0	0	0.49	9.16
22	24	8.39	0	0	0	0	0.68	7.24
23	24	4.06	0	0	0	0	0	0
24	25	3.75	0	0	0	0	0	0
25	26	3.5	0	0	0	0	0.37	10.89
25	27	0.25	0	0	0	0	0.80	16.87
27	29	6.06	0	0	0	0	0.65	10.89
27	30	6.94	0	0	0	0	0.74	10.89
28	7	24.81	0	0	0	0	0.71	1.43
29	30	3.66	0	0	0	0	0.40	10.89

Tabla F.5. Aporte del generador G11 (Sistema de 30 barras para un flujo DC)

Línea		Aporte del generador G11						
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC		Kirschen DC		GGDF	
			[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	28	16.25	0	0	0	0	-4	0
2	1	18.65	0	0	0	0	-4	0
2	3	43.9	0	0	0	0	3.85	6.95
3	8	46.04	0	0	0	0	5.70	10.52
3	28	16.16	0	0	0	0	-6	0
4	8	17.31	3.88	22.41	7.92	45.75	10.90	34.33
5	27	12.75	1.67	13.10	5.83	45.73	0.35	2.65
6	5	5.31	0	0	0	0	-1	0
6	7	14.69	0	0	0	0	-5	0
7	4	40.11	8.99	22.41	18.35	45.75	14.90	29.83
7	5	7.44	1.67	22.45	3.4	45.70	1.00	9.56
7	10	3.37	0.76	22.55	1.54	45.70	-4	0
9	7	11.41	11.41	100	11.41	100	24.95	82.48
9	10	38.59	38.59	100	38.59	100	25.05	57.02
10	17	2.76	2.59	93.84	1.26	45.65	6.10	57.02
10	20	7.5	7.03	93.73	3.43	45.73	4.65	42.36
10	21	20.36	19.09	93.76	9.31	45.73	6.65	32.70
10	22	5.54	5.19	93.68	2.53	45.67	2.20	39.51
11	9	50	50	100	50	100	50.00	100
12	14	8.58	0	0	0	0	0.25	2.92
12	15	20.48	0	0	0	0	-1	0
12	16	9.74	0	0	0	0	-4	0
12	28	0.01	0	0	0	0	2.50	9.92
13	12	50	0	0	0	0	0	0
14	15	2.38	0	0	0	0	-1	0
15	18	7.4	0	0	0	0	-2	0
15	23	7.26	0	0	0	0	-1	0
16	17	6.24	0	0	0	0	-5	0
18	19	4.2	0	0	0	0	-3	0
20	19	5.3	4.97	93.77	2.42	45.66	4.25	46.50
21	22	2.86	2.68	93.71	1.31	45.80	-3	0
22	24	8.39	7.87	93.80	3.84	45.77	5.80	61.85
23	24	4.06	0	0	0	0	-2	0
24	25	3.75	2.37	63.20	1.72	45.87	2.60	43.70
25	26	3.5	2.21	63.14	1.6	45.71	0.60	17.64
25	27	0.25	0.16	64.00	0.11	44.00	-2	0
27	29	6.06	0.85	14.03	2.77	45.71	1.05	17.64
27	30	6.94	0.97	13.98	3.17	45.68	1.20	17.64
28	7	24.81	0	0	0	0	-9	0
29	30	3.66	0.51	13.93	1.67	45.63	0.65	17.64

Tabla F.6. Aporte del generador G13 (Sistema de 30 barras para un flujo DC)

Línea		Aporte del generador G13						
Desde	Hasta	Flujo [MW]	Bialek DC		Kirschen DC		GGDF	
			[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	28	16.25	0	0	0	0	-5	0
2	1	18.65	0	0	0	0	-5	0
2	3	43.9	0	0	0	0	4.50	8.12
3	8	46.04	0	0	0	0	7.25	13.37
3	28	16.16	0	0	0	0	-7	0
4	8	17.31	0	0	2.3	13.29	9.35	29.45
5	27	12.75	0	0	1.69	13.25	0	0
6	5	5.31	0	0	0	0	-1	0
6	7	14.69	0	0	0	0	-4	0
7	4	40.11	0.01	0	5.32	13.26	13.35	26.73
7	5	7.44	0	0	0.99	13.31	0.40	3.82
7	10	3.37	0	0	0.45	13.35	-3	0
9	7	11.41	0	0	0	0	5.30	17.52
9	10	38.59	0	0	0	0	-5	0
10	17	2.76	0	0	0.37	13.41	-8	0
10	20	7.5	0	0	1	13.33	-4	0
10	21	20.36	0	0	2.7	13.26	1.80	8.85
10	22	5.54	0	0	0.74	13.36	0.25	4.49
11	9	50	0	0	0	0	0	0
12	14	8.58	8.58	100	8.58	100	3.75	43.81
12	15	20.48	20.48	100	20.48	100	11.40	53.47
12	16	9.74	9.74	100	9.74	100	10.15	74.51
12	28	0.01	0.01	100	0.01	100	22.70	90.08
13	12	50	50	100	50	100	50.00	100
14	15	2.38	2.38	100	2.38	100	2.65	82.18
15	18	7.4	7.4	100	7.4	100	6.10	64.90
15	23	7.26	7.26	100	7.26	100	6.45	77.45
16	17	6.24	6.24	100	6.24	100	9.55	86.20
18	19	4.2	4.2	100	4.2	100	5.55	81.23
20	19	5.3	0	0	0.7	13.21	-4	0
21	22	2.86	0	0	0.38	13.29	2.30	42.70
22	24	8.39	0	0	1.11	13.23	-1	0
23	24	4.06	4.06	100	4.06	100	5.90	92.58
24	25	3.75	1.22	32.53	0.5	13.33	3.35	56.30
25	26	3.5	1.14	32.57	0.46	13.14	0.60	17.64
25	27	0.25	0.08	32.00	0.03	12.00	-3	0
27	29	6.06	0.04	0.66	0.8	13.20	1.05	17.64
27	30	6.94	0.04	0.58	0.92	13.26	1.20	17.64
28	7	24.81	0.01	0.04	0.01	0.04	9.85	19.84
29	30	3.66	0.02	0.55	0.49	13.39	0.65	17.64

Tabla F.7. Aporte del generador G2 (Sistema de 30 barras para un flujo AC)

Linea		Aporte del generador G2							
Desde	Hasta	Flujo [MW]		Bialek AC		Kirschen AC		GGDF	
				[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	28	21.21	21.1	21.61	101.89	21.21	100	-	-
2	1	24.06	23.61	24.06	100	24.06	100	-	-
2	3	44.26	42.28	44.26	100	44.26	100	-	-
3	8	46.5	45.53	25.01	53.78	28.51	61.31	-	-
3	28	14.09	13.98	7.58	53.80	8.64	61.32	-	-
4	8	17.96	17.81	7.75	43.15	3.05	16.98	-	-
5	27	12.96	12.96	3.25	25.08	2.2	16.98	-	-
6	5	5.38	5.36	0	0	0	0	-	-
6	7	14.61	14.58	0	0	0	0	-	-
7	4	41.2	40.76	17.59	42.69	6.99	16.97	-	-
7	5	7.61	7.6	3.25	42.71	1.29	16.95	-	-
7	10	3.51	3.51	1.5	42.74	0.6	17.09	-	-
9	7	11	11	0	0	0	0	-	-
9	10	38.99	39	0	0	0	0	-	-
10	17	2.87	2.85	0.1	3.48	0.49	17.07	-	-
10	20	7.92	7.85	0.28	3.54	1.34	16.92	-	-
10	21	17.3	17.16	0.61	3.53	2.93	16.94	-	-
10	22	8.61	8.54	0.3	3.48	1.46	16.96	-	-
11	9	50	50	0	0	0	0	-	-
12	14	8.58	8.49	0.09	1.05	0.07	0.82	-	-
12	15	21.09	20.81	0.22	1.04	0.16	0.76	-	-
12	16	9.75	9.67	0.1	1.03	0.08	0.82	-	-
12	28	0.64	0.64	0.53	82.81	0.39	60.94	-	-
13	12	50	50	0	0	0	0	-	-
14	15	2.29	2.28	0.02	0.87	0.02	0.87	-	-
15	18	7.12	7.07	0.08	1.12	0.06	0.84	-	-
15	23	7.76	7.7	0.08	1.03	0.06	0.77	-	-
16	17	6.17	6.14	0.07	1.13	0.05	0.81	-	-
18	19	3.87	3.86	0.04	1.03	0.03	0.78	-	-
20	19	5.65	5.63	0.2	3.54	0.96	16.99	-	-
21	22	0.33	0.32	0.01	3.03	0.06	18.18	-	-
22	24	8.22	8.13	0.29	3.53	1.39	16.91	-	-
23	24	4.5	4.48	0.05	1.11	0.03	0.67	-	-
24	25	3.91	3.88	0.11	2.81	0.55	14.07	-	-
25	26	3.54	3.5	0.1	2.82	0.5	14.12	-	-
25	27	0.33	0.33	0.01	3.03	0.05	15.15	-	-
27	29	6.19	6.1	1.52	24.56	0.87	14.05	-	-
27	30	7.1	6.92	1.74	24.51	1	14.08	-	-
28	7	26.84	26.74	22.34	83.23	16.46	61.33	-	-
29	30	3.7	3.67	0.92	24.86	0.52	14.05	-	-

Tabla F.8. Aporte del generador G3 (Sistema de 30 barras para un flujo AC)

Linea		Aporte del generador G3							
Desde	Hasta	Flujo [MW]		Bialek AC		Kirschen AC		GGDF	
				[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	28	21.21	21.1	0	0	0	0	-	-
2	1	24.06	23.61	0	0	0	0	-	-
2	3	44.26	42.28	0	0	0	0	-	-
3	8	46.5	45.53	22.61	48.62	17.99	38.69	-	-
3	28	14.09	13.98	6.85	48.62	5.45	38.68	-	-
4	8	17.96	17.81	1.82	10.13	1.92	10.69	-	-
5	27	12.96	12.96	0.76	5.86	1.39	10.73	-	-
6	5	5.38	5.36	0	0	0	0	-	-
6	7	14.61	14.58	0	0	0	0	-	-
7	4	41.2	40.76	4.13	10.02	4.41	10.70	-	-
7	5	7.61	7.6	0.76	9.99	0.81	10.64	-	-
7	10	3.51	3.51	0.35	9.97	0.38	10.83	-	-
9	7	11	11	0	0	0	0	-	-
9	10	38.99	39	0	0	0	0	-	-
10	17	2.87	2.85	0.02	0.70	0.31	10.80	-	-
10	20	7.92	7.85	0.07	0.88	0.85	10.73	-	-
10	21	17.3	17.16	0.14	0.81	1.85	10.69	-	-
10	22	8.61	8.54	0.07	0.81	0.92	10.69	-	-
11	9	50	50	0	0	0	0	-	-
12	14	8.58	8.49	0.02	0.23	0.04	0.47	-	-
12	15	21.09	20.81	0.05	0.24	0.1	0.47	-	-
12	16	9.75	9.67	0.02	0.21	0.05	0.51	-	-
12	28	0.64	0.64	0.12	18.75	0.25	39.06	-	-
13	12	50	50	0	0	0	0	-	-
14	15	2.29	2.28	0.01	0.44	0.01	0.44	-	-
15	18	7.12	7.07	0.02	0.28	0.03	0.42	-	-
15	23	7.76	7.7	0.02	0.26	0.04	0.52	-	-
16	17	6.17	6.14	0.02	0.32	0.03	0.49	-	-
18	19	3.87	3.86	0.01	0.26	0.02	0.52	-	-
20	19	5.65	5.63	0.05	0.88	0.6	10.62	-	-
21	22	0.33	0.32	0	0	0.04	12.12	-	-
22	24	8.22	8.13	0.07	0.85	0.88	10.71	-	-
23	24	4.5	4.48	0.01	0.22	0.02	0.44	-	-
24	25	3.91	3.88	0.02	0.51	0.35	8.95	-	-
25	26	3.54	3.5	0.02	0.56	0.32	9.04	-	-
25	27	0.33	0.33	0	0	0.03	9.09	-	-
27	29	6.19	6.1	0.36	5.82	0.55	8.89	-	-
27	30	7.1	6.92	0.41	5.77	0.63	8.87	-	-
28	7	26.84	26.74	5.24	19.52	10.38	38.67	-	-
29	30	3.7	3.67	0.22	5.95	0.33	8.92	-	-

Tabla F.9. Aporte del generador G6 (Sistema de 30 barras para un flujo AC)

Linea		Aporte del generador G6							
Desde	Hasta	Flujo		Bialek AC		Kirschen AC		GGDF	
		[MW]		[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	28	21.21	21.1	0	0	0	0	-	-
2	1	24.06	23.61	0	0	0	0	-	-
2	3	44.26	42.28	0	0	0	0	-	-
3	8	46.5	45.53	0	0	0	0	-	-
3	28	14.09	13.98	0	0	0	0	-	-
4	8	17.96	17.81	5.07	28.23	3.7	20.60	-	-
5	27	12.96	12.96	7.51	57.95	2.67	20.60	-	-
6	5	5.38	5.36	5.38	100	5.38	100	-	-
6	7	14.61	14.58	14.61	100	14.61	100	-	-
7	4	41.2	40.76	11.5	27.91	8.5	20.63	-	-
7	5	7.61	7.6	2.13	27.99	1.57	20.63	-	-
7	10	3.51	3.51	0.98	27.92	0.72	20.51	-	-
9	7	11	11	0	0	0	0	-	-
9	10	38.99	39	0	0	0	0	-	-
10	17	2.87	2.85	0.07	2.44	0.59	20.56	-	-
10	20	7.92	7.85	0.18	2.27	1.63	20.58	-	-
10	21	17.3	17.16	0.4	2.31	3.57	20.64	-	-
10	22	8.61	8.54	0.2	2.32	1.78	20.67	-	-
11	9	50	50	0	0	0	0	-	-
12	14	8.58	8.49	0	0	0	0	-	-
12	15	21.09	20.81	0	0	0	0	-	-
12	16	9.75	9.67	0	0	0	0	-	-
12	28	0.64	0.64	0	0	0	0	-	-
13	12	50	50	0	0	0	0	-	-
14	15	2.29	2.28	0	0	0	0	-	-
15	18	7.12	7.07	0	0	0	0	-	-
15	23	7.76	7.7	0	0	0	0	-	-
16	17	6.17	6.14	0	0	0	0	-	-
18	19	3.87	3.86	0	0	0	0	-	-
20	19	5.65	5.63	0.13	2.30	1.17	20.71	-	-
21	22	0.33	0.32	0.01	3.03	0.07	21.21	-	-
22	24	8.22	8.13	0.19	2.31	1.7	20.68	-	-
23	24	4.5	4.48	0	0	0	0	-	-
24	25	3.91	3.88	0.06	1.53	0.67	17.14	-	-
25	26	3.54	3.5	0.05	1.41	0.6	16.95	-	-
25	27	0.33	0.33	0.01	3.03	0.06	18.18	-	-
27	29	6.19	6.1	3.5	56.54	1.05	16.96	-	-
27	30	7.1	6.92	4.01	56.48	1.21	17.04	-	-
28	7	26.84	26.74	0	0	0	0	-	-
29	30	3.7	3.67	2.12	57.30	0.63	17.03	-	-

Tabla F.10. Aporte del generador G11 (Sistema de 30 barras para un flujo AC)

Linea		Aporte del generador G11							
Desde	Hasta	Flujo [MW]		Bialek AC		Kirschen AC		GGDF	
				[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	28	21.21	21.1	0	0	0	0	-	-
2	1	24.06	23.61	0	0	0	0	-	-
2	3	44.26	42.28	0	0	0	0	-	-
3	8	46.5	45.53	0	0	0	0	-	-
3	28	14.09	13.98	0	0	0	0	-	-
4	8	17.96	17.81	3.82	21.27	9.29	51.73	-	-
5	27	12.96	12.96	1.6	12.35	6.7	51.70	-	-
6	5	5.38	5.36	0	0	0	0	-	-
6	7	14.61	14.58	0	0	0	0	-	-
7	4	41.2	40.76	8.66	21.02	21.31	51.72	-	-
7	5	7.61	7.6	1.6	21.02	3.94	51.77	-	-
7	10	3.51	3.51	0.74	21.08	1.82	51.85	-	-
9	7	11	11	11	100	11	100	-	-
9	10	38.99	39	38.99	100	38.99	100	-	-
10	17	2.87	2.85	2.68	93.38	1.48	51.57	-	-
10	20	7.92	7.85	7.4	93.43	4.1	51.77	-	-
10	21	17.3	17.16	16.17	93.47	8.95	51.73	-	-
10	22	8.61	8.54	8.05	93.50	4.45	51.68	-	-
11	9	50	50	50	100	50	100	-	-
12	14	8.58	8.49	0	0	0	0	-	-
12	15	21.09	20.81	0	0	0	0	-	-
12	16	9.75	9.67	0	0	0	0	-	-
12	28	0.64	0.64	0	0	0	0	-	-
13	12	50	50	0	0	0	0	-	-
14	15	2.29	2.28	0	0	0	0	-	-
15	18	7.12	7.07	0	0	0	0	-	-
15	23	7.76	7.7	0	0	0	0	-	-
16	17	6.17	6.14	0	0	0	0	-	-
18	19	3.87	3.86	0	0	0	0	-	-
20	19	5.65	5.63	5.33	94.34	2.92	51.68	-	-
21	22	0.33	0.32	0.3	90.91	0.17	51.52	-	-
22	24	8.22	8.13	7.75	94.28	4.25	51.70	-	-
23	24	4.5	4.48	0	0	0	0	-	-
24	25	3.91	3.88	2.4	61.38	1.67	42.71	-	-
25	26	3.54	3.5	2.19	61.86	1.51	42.66	-	-
25	27	0.33	0.33	0.2	60.61	0.14	42.42	-	-
27	29	6.19	6.1	0.84	13.57	2.64	42.65	-	-
27	30	7.1	6.92	0.96	13.52	3.03	42.68	-	-
28	7	26.84	26.74	0	0	0	0	-	-
29	30	3.7	3.67	0.51	13.78	1.58	42.70	-	-

Tabla F.11. Aporte del generador G13 (Sistema de 30 barras para un flujo AC)

Linea		Aporte del generador G13							
Desde	Hasta	Flujo [MW]		Bialek AC		Kirschen AC		GGDF	
		[MW]		[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
1	28	21.21	21.1	0	0	0	0	-	-
2	1	24.06	23.61	0	0	0	0	-	-
2	3	44.26	42.28	0	0	0	0	-	-
3	8	46.5	45.53	0	0	0	0	-	-
3	28	14.09	13.98	0	0	0	0	-	-
4	8	17.96	17.81	0	0	0	0	-	-
5	27	12.96	12.96	0	0	0	0	-	-
6	5	5.38	5.36	0	0	0	0	-	-
6	7	14.61	14.58	0	0	0	0	-	-
7	4	41.2	40.76	0	0	0	0	-	-
7	5	7.61	7.6	0	0	0	0	-	-
7	10	3.51	3.51	0	0	0	0	-	-
9	7	11	11	0	0	0	0	-	-
9	10	38.99	39	0	0	0	0	-	-
10	17	2.87	2.85	0	0	0	0	-	-
10	20	7.92	7.85	0	0	0	0	-	-
10	21	17.3	17.16	0	0	0	0	-	-
10	22	8.61	8.54	0	0	0	0	-	-
11	9	50	50	0	0	0	0	-	-
12	14	8.58	8.49	8.47	98.72	8.47	98.72	-	-
12	15	21.09	20.81	20.82	98.72	20.82	98.72	-	-
12	16	9.75	9.67	9.63	98.77	9.63	98.77	-	-
12	28	0.64	0.64	0	0	0	0	-	-
13	12	50	50	50	100	50	100	-	-
14	15	2.29	2.28	2.29	100	2.26	98.69	-	-
15	18	7.12	7.07	7.13	100.14	7.03	98.74	-	-
15	23	7.76	7.7	7.77	100.13	7.66	98.71	-	-
16	17	6.17	6.14	6.14	99.51	6.09	98.70	-	-
18	19	3.87	3.86	3.9	100.78	3.82	98.71	-	-
20	19	5.65	5.63	0	0	0	0	-	-
21	22	0.33	0.32	0	0	0	0	-	-
22	24	8.22	8.13	0	0	0	0	-	-
23	24	4.5	4.48	4.54	100.89	4.44	98.67	-	-
24	25	3.91	3.88	1.41	36.06	0.68	17.39	-	-
25	26	3.54	3.5	1.28	36.16	0.61	17.23	-	-
25	27	0.33	0.33	0.12	36.36	0.06	18.18	-	-
27	29	6.19	6.1	0.06	0.97	1.07	17.29	-	-
27	30	7.1	6.92	0.06	0.85	1.23	17.32	-	-
28	7	26.84	26.74	0	0	0	0	-	-
29	30	3.7	3.67	0.03	0.81	0.64	17.30	-	-