

Transmisión eléctrica y la “ley corta”: una estimación de la redistribución de peajes*

Alexander Galetovic[†]

Rodrigo Palma[‡]

Mayo 2003

Resumen

Este trabajo estima los peajes que le correspondería pagar a cada grupo de empresas de generación con cada una de las reglas de asignación que han sido propuestas en las sucesivas versiones de la ley corta, y los compara con aquellos que hubieran pagado con los contratos vigentes hasta marzo de 2002.

El principal resultado del trabajo es que la magnitud de la redistribución de peajes depende crucialmente de qué fracción del “uso” del sistema se le atribuya a los retiros, aunque en todos los casos la fracción del sistema de transmisión pagada por Endesa disminuye.

Mostramos además que, en general, los métodos GGDF y GLDF le dejan muchos grados de libertad a quien esté encargado de fijar el valor de los parámetros necesarios para aplicarlos. Por eso, el valor de los parámetros es parte central y no accesoria de la regulación de transmisión.

Dentro de las muchas alternativas posibles, seguramente existen combinaciones de parámetros que inducen pagos de peajes económicamente sensatos y dan señales económicas apropiadas. Sin embargo, para identificarlos el valor de los parámetros clave debe decidirse con criterios económicos que son anteriores a estos dos métodos. Por eso, los factores GGDF y GLDF son inadecuados para seleccionar, entre todos los agentes del sistema, a quiénes deberían pagar una línea determinada, aunque una vez resuelto ese problema podrían ser apropiados para prorratearla.

Palabras clave: GGDF, GLDF, percentiles, prorrata, umbral de corte

Clasificación JEL: L51, L94

* Este trabajo fue financiado por AES Gener S.A. Sin embargo, su contenido es de nuestra exclusiva responsabilidad y no compromete de manera alguna a AES Gener S.A. Agradecemos los comentarios y la ayuda de Carlos Aguirre y Cristián Muñoz de Gener y de Juan Pérez de la Universidad de Chile.

[†] Centro de Economía Aplicada (CEA), Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile. Av. República 701, Santiago. Tel: +56/2/678 4065; Fax: +56/2/689 7895; email: agalet@die.uchile.cl.

[‡] Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile. Av. Tupper 2007, Santiago. Tel: +56/2/678 4201; Fax: +56/2/695 3881; email: Rodrigo.Palma@die.uchile.cl.

1. Introducción

El proyecto de “ley corta” que se discute actualmente en el Congreso propone cambiar el método para determinar los pagos por el sistema de transmisión eléctrica. Actualmente los peajes se fijan en negociaciones y arbitrajes privados. Cuánto y quién debe pagar se determina con el método de áreas de influencia. *Grosso modo*, este método le asigna a centrales generadoras el pago de las líneas que son afectadas por sus inyecciones repartiendo el pago según el uso que haga cada una; y a consumos el pago de las líneas que se pueden atribuir a retiros¹. Pero los generadores pagan aun las líneas atribuidas a retiros, en ese caso por cuenta de sus clientes. Por eso, actualmente el sujeto de pago siempre es un generador.

Si se aprueba, la ley corta cambiaría la manera de regular la transmisión eléctrica y, en lo que nos interesa en este trabajo, de asignar los pagos entre distintos agentes. El proyecto original modificaba tanto el método para determinar el uso como los sujetos de pago. El 50% de cada tramo o línea del así llamado sistema troncal se le atribuiría a las centrales y el 50% restante a los consumos, quienes tendrían que pagarlos directamente mediante un recargo explícito de sus cuentas. Sin embargo, en diciembre del año pasado se introdujo una indicación al proyecto que obligaría a los generadores a pagar también el 50% atribuible a los retiros². Por último, en enero de este año y posteriormente en marzo, la CNE anunció dos nuevos métodos de atribución uno de los cuales describiremos más adelante.

Este trabajo tiene dos fines, uno inmediato y otro más permanente. El fin inmediato es estimar los peajes que le hubiera correspondido pagar a cada agente bajo las reglas de asignación que han sido propuestas en las sucesivas versiones de la ley corta, y compararlos con aquellos que pagó cada generador integrante del SIC con los contratos vigentes hasta marzo de 2002. Nos interesa determinar qué consecuencias distributivas tendría la ley corta según la regla que se adopte para fijar peajes.

El propósito más permanente es evaluar qué tan sensibles son los pagos de peajes a los supuestos y parámetros específicos de cada regla. Un estudio de este tipo es importante porque estos supuestos y parámetros suelen dejarse para el posterior Reglamento en cuyo caso podrán ser fijados con bastante libertad por el regulador. Si la distribución de peajes fuese muy sensible a ellos, la regla puede ser fuente de incertidumbre y estimular la captura regulatoria.

Luego de esta introducción, en la sección 2 discutimos brevemente un par de conceptos básicos necesarios para entender la discusión sobre quién paga los peajes. En la sección 3 explicamos con mayor detalle la metodología que usamos para hacer los cálculos. En la sección 4 describimos en

¹Sin embargo, es importante notar que persisten los desacuerdos acerca de cómo se deben determinar las áreas de influencia y el uso de una línea. En la actualidad el área de influencia de una central se extiende a lo más hasta la subestación básica de energía.

²Con la excepción de aquellas distribuidoras que no tuvieran contratos, las que tendrían que hacerse cargo de los peajes atribuidos a sus retiros, tal como es actualmente de acuerdo con la Resolución Ministerial N°88 de 2001 del Ministerio de Economía.

detalle los supuestos y las fuentes de datos que utilizamos para hacer los cálculos. La sección 5 presenta los resultados; y la 6 las conclusiones. Un apéndice explica cómo dedujimos el pago actual de peajes de cada grupo de generadores y otro presenta una breve introducción formal a los métodos de asignación de uso que utilizamos en el trabajo.

En lo que resta de esta introducción describiremos cómo se hizo la estimación y los principales resultados. Tomando en cuenta al lector con poco tiempo o paciencia, indicamos en cada caso qué cuadros puede mirar para complementar este resumen y formarse una idea razonable (aunque incompleta) del resto del trabajo.

1.1. Estimación del pago de peajes

La estimación del pago de peajes que le corresponde pagar a cada agente se hace en tres etapas. Una vez definido el sistema troncal de transmisión, se estiman los flujos de potencia en cada tramo para un conjunto representativo de posibles condiciones de operación. El conjunto de condiciones de operación busca reflejar el “uso” del sistema troncal que hace cada agente, generador o consumidor. Estos flujos varían según el mes del año, la hora del día y la condición hidrológica, quedando determinados por el despacho definido para las distintas centrales. En este estudio se estima el flujo por cada tramo para cada uno de los tres bloques de demanda de energía (baja, media y punta) en cada uno de los 12 meses del año y para 40 condiciones hidrológicas. De esta forma, se simulan 1.440 *condiciones de operación* del sistema ($3 \times 12 \times 40$) y para cada una de ellas se determinará el flujo de potencia en cada tramo del sistema troncal.

A continuación, para cada central del sistema y cada consumo se determina su participación en el flujo de potencia para cada condición de operación del sistema (o “uso” del sistema de transmisión). Para determinar la participación de las inyecciones de cada central se utilizan los GGDF (por *generalized generation distribution factors*; véase Rudnick et al. [1995]); la participación de los retiros de cada cliente se determina por los GLDF (por *generalized load distribution factors*). Finalmente, utilizando la regla de asignación correspondiente y los valores de cada tramo del sistema troncal reportados por Transelec, se determina el pago de peaje que le corresponde a cada agente, ya sea central o carga.

El resultado de estos cálculos se compara con los pagos de peajes en la situación actual. La información sobre pago de peajes de cada empresa no es pública, pero usando las memorias de Transelec (la principal empresa de transmisión; cuadro 1), información aportada por Colbún y Gener sobre sus pagos de peajes, y algunos supuestos, es posible reconstruir los pagos según los contratos vigentes en 2001 (cuadro 2). Para estimar los pagos de peaje hechos por cada grupo de generadores en 2002, suponemos que éstos se repartieron en la misma proporción que en 2001. Nuestra estimación es que en 2002 Colbún pagó poco más del 11% de los US\$78,95 millones de peajes atribuibles al troncal; Endesa 79% y Gener el 10% restante.

1.2. Resultados y conclusiones

El principal resultado del trabajo es que la magnitud de la redistribución de peajes depende crucialmente de qué fracción del “uso” del sistema se le atribuya a los retiros (cuadro 3). En efecto, si el uso del sistema se hubiera determinado por los retiros con el método de los GLDF, estimamos que los peajes de Endesa hubieran caído a casi la mitad (desde US\$61,86 millones a US\$35,53 millones) y los perjudicados hubieran sido el grupo Gener: cuyo pago hubiera aumentado desde US\$7,82 millones a US\$28,67 millones, cuatro veces más que bajo los contratos actuales; y el resto de los generadores: cuyo pago hubiera aumentado desde US\$302.000 a US\$6,87 millones; en tanto que Colbún hubiera pagado algo menos que en la situación actual³.

Sin embargo, la fracción del sistema de transmisión pagada por Endesa también disminuye si los peajes se calculan por inyecciones. En efecto, si el uso del sistema se determina con los factores GGDF, en 2002 Endesa hubiera pagado US\$8,55 millones menos (US\$53,31 millones en vez de US\$61,86 millones), los que hubieran sido pagados casi íntegramente por los “otros” generadores; en tanto que Colbún y Gener hubieran pagado montos muy similares (cuadro 3). Se puede confiar que estos resultados entregan una cota *inferior* de la caída del pago de peajes de Endesa, porque cada uno de los supuestos que hemos hecho para estimar los pagos según los contratos vigentes tienden a subestimar su pago de peajes.

Además estimamos el pago que le hubiera correspondido a cada empresa generadora de haberse calculado los peajes con los sucesivos métodos propuestos por la CNE en, como se dijo, mayo de 2002 (CNE1), diciembre de 2002 (CNE2) y enero de 2003 (CNE3). El método CNE1 hubiera reducido el pago de peajes de los tres principales grupos generadores (Colbún, Endesa y Gener) porque el 50% se le hubiera cargado directamente a los clientes que retiran energía y potencia. La redistribución más fuerte favorece a Endesa, por la simple razón que actualmente paga casi el 80% del troncal: su pago hubiera caído desde US\$61,86 millones a US\$26,65 millones (cuadro 3).

El método CNE2, que obligaba a pagar a cada generador por cuenta de sus clientes, y corresponde al promedio simple de los peajes según GGDF y GLDF, hubiera hecho caer el pago de Endesa en US\$17,44 millones (desde US\$61,86 millones a US\$44,42); los que hubieran sido pagados casi en partes iguales por Gener y el resto de los generadores (cuadro 3), dejando casi igual el pago de Colbún⁴.

Por último, el método CNE3 (cuadro 4) es bastante sorprendente. Si bien es bastante complejo y consta de varias etapas, finalmente distribuye los peajes de manera notablemente parecida al promedio simple de los GGDF y GLDF, generando redistribuciones casi idénticas (cuadro 3).

Este resultado sugiere una característica más general del método de los GGDF y GLDF: le deja bastantes grados de libertad a quien esté encargado de fijar el valor de los parámetros

³Sin embargo, esto podría subestimar el pago futuro de Colbún. Véase la nota 19.

⁴Ver nota 19.

necesarios para materializar el método. Por eso, el valor de los parámetros es parte central y no accesoria de la regulación de transmisión. Si estos parámetros no se fijan transparentemente, la autoridad que reciba el poder de fijarlos podrá, en principio, distribuir los peajes entre distintos agentes casi de cualquier manera, muchas de ellas sin mayor lógica económica.

Por otro lado, esta indeterminación seguramente permite seleccionar parámetros que inducen pagos de peajes económicamente sensatos y dan señales económicas apropiadas. Pero el marco conceptual que determina lo que es “económicamente apropiado” es anterior a los métodos GGDF o GLDF y debe definirse antes de fijar los parámetros específicos. En otras palabras, estos métodos pueden ser apropiados para prorratear los peajes de una línea determinada, pero sólo si antes se ha decidido quién debiera pagarlos de acuerdo con la lógica económica del problema. Por el contrario, son inadecuados para seleccionar, entre todos los agentes del sistema, a quienes deberían pagar una línea determinada.

1.3. Una precisión

Antes de seguir es conveniente una aclaración. En los ejercicios que presentamos calculamos el pago de peajes para el año 2002. Elegimos este año porque la configuración del sistema y sus parámetros son conocidos, lo que reduce el número de supuestos necesarios para correr los modelos. Por el contrario, un estudio del pago que le corresponderían a cada agente en el futuro con distintas reglas de asignación nos obligaría a suponer, por ejemplo, la fecha de la entrada de nuevas centrales, de construcción de líneas y del costo de estas líneas hipotéticas, además de los cambios de los contratos de suministro. Esto implica que nuestros cálculos no incluyen el pago y la distribución atribuibles a centrales y líneas cuya entrada ha sido anunciada para el futuro cercano⁵. Por esto, nuestros resultados ilustran sobre los órdenes de magnitud relevantes pero no son estimaciones de los peajes que, exactamente, deberá pagar tal o cual agente del sector en el futuro. Por la misma razón, para valorar el troncal y los ingresos tarifarios usamos el informe de peajes del CDEC-SIC (2003), una fuente independiente.

2. Conceptos: ¿quién paga una línea?

En este trabajo queremos estimar la redistribución de peajes que ocurriría bajo reglas de asignación alternativas. Pero para hacer ese cálculo es necesario preguntarse antes ¿quién paga cada línea? Para contestar esta pregunta es necesario aclarar un par de conceptos básicos. Lo hacemos comparando lo dispuesto por el proyecto de ley corta enviado originalmente al Congreso con la ley actualmente vigente.

El artículo 71^o-30.- del proyecto enviado inicialmente al Congreso decía lo siguiente:

⁵Por ejemplo, está anunciada la entrada de la central Ralco de Endesa y de la central Nehuenco 2 de Colbún. Por su parte, Transelec ha anunciado que ampliará la línea Itague-Alto Jahuel.

“El pago del Peaje Total de cada tramo [...] a las empresas de transmisión troncal, será efectuado por los usuarios del respectivo Sistema de Transmisión Troncal, es decir, por los propietarios de las centrales, los distribuidores y los usuarios no sometidos a fijación de precios que tengan contrato directamente con generadores, conforme se indica a continuación:

a) Los propietarios de las centrales pagarán por el uso que sus inyecciones hacen del sistema de transmisión Troncal, el equivalente al 50% del Peaje Total de cada tramo.

b) Las empresas distribuidoras y los usuarios no sometidos a regulación de precios que tengan contrato directamente con generadores, pagarán por el uso que sus retiros hacen del sistema de transmisión Troncal, el equivalente al restante 50% del Peaje Total de cada tramo. En este caso el cargo asociado a este peaje se establecerá por barra de retiro.

Si se lee con cuidado, se verá que esta regla de asignación de peajes indica dos cosas. Primero, el *sujeto de pago*, vale decir, quién es el encargado de “hacer el cheque” que recibe el transmisor. En la versión original de la ley corta los sujetos de pago son, por un lado, las empresas generadoras, quienes deben pagar el 50% del peaje de cada tramo; y, por el otro lado, los usuarios, quienes deben pagar el 50% restante. Por contraste, bajo la regulación actual el sujeto de pago siempre es un generador—los usuarios no le hacen pagos directos a la empresa de transmisión—⁶.

Pero, más importante aún, la regla de asignación de peajes también indica si el uso de un tramo dado del sistema de transmisión se le atribuirá a las centrales que inyectan, o bien a las cargas o consumos que retiran o bien a una combinación de ambos. Como se puede apreciar, el proyecto de ley corta indica que el 50% del pago de cada tramo se determinará por el uso que hacen las inyecciones de cada central, mientras que el restante 50% se determinará por el uso que haga cada usuario que retire. Este criterio es muy distinto al vigente actualmente. Quién y cuánto debe pagar se determina con el método de las áreas de influencia, que, *grosso modo*, este método le asigna a centrales el pago de las líneas que son afectadas directamente por sus inyecciones (los así llamados peajes básicos); y a consumos el pago de las líneas que se pueden atribuir a retiros (los así llamados peajes adicionales).

La distinción entre el sujeto de pago y la regla para determinar el uso es relevante porque la *incidencia* de una regla de asignación —vale decir quién paga finalmente una línea— y, por lo tanto, sus efectos económicos dependen fundamentalmente (aunque no exclusivamente) del criterio que se use para determinar quién “usa” determinada línea, y no de quiénes sean los sujetos de pago. En efecto, mientras la regulación no sea expropiatoria fijando precios por debajo de los costos, en el largo plazo los usuarios terminarán pagando los peajes de transmisión casi con independencia de

⁶Como se dijo, la excepción son las empresas de distribución sin contrato (Resolución N° 88 de 2001 del Ministerio de Economía).

quién sea el sujeto de pago⁷. Sin embargo, la regla para determinar el uso afectará el costo relativo de localizar centrales (y en menor medida, consumos) en distintos puntos del sistema. Por ejemplo, si se pasa de un criterio que le asigna el 100% de un tramo dado a las inyecciones a uno en que las inyecciones pagan sólo el 50% y el resto los retiros, inmediatamente se hace más barato localizar una central en el extremo de ese tramo, independientemente si los sujetos de pago del 50% restante son empresas generadores o consumidores⁸.

En la mayoría de los casos la atribución del sujeto de pago no influye las decisiones económicas en el largo plazo. El ejemplo clásico es el de un impuesto específico a un bien, digamos el whisky. Como es sabido, da lo mismo si el impuesto se le cobra a los productores o a los consumidores de whisky. Finalmente, el precio relativo del whisky se ajustará según las elasticidades de la oferta y la demanda por whisky, lo que determinará la incidencia del impuesto. Si, por ejemplo, la demanda es considerablemente más elástica que la oferta, gran parte del impuesto recaerá sobre los productores, y lo contrario ocurrirá si la oferta es considerablemente más elástica.

Este razonamiento también es válido, *mutatis mutandis*, en el caso de los peajes de transmisión, si el precio al que venden las empresas generadores es libre de ajustarse a la regla para determinar el uso. Para que ello pueda ocurrir deben cumplirse dos condiciones. Primero, si el sujeto de pago de los peajes determinados por retiros es la empresa generadora, el precio de cada contrato se puede ajustar para cobrárselos al cliente. Segundo, en la eventualidad que un consumidor retire sin contrato, deber estar obligado a pagar por los peajes que correspondan a sus retiros. En estos casos todos los cargos de transmisión atribuidos a los retiros terminarían pasándose a precios finales: si el sujeto de pago es al consumidor, el traspaso es directo; si el sujeto de pago es la empresa generadora, exigirá retribución por los peajes que deba pagar por cuenta del consumidor.

Sin embargo, la discusión a raíz de la ley corta sugiere que estas dos condiciones podrían no cumplirse si el sujeto de pago de los peajes determinados por retiros son los generadores. Por un lado, no es claro que proceda modificar los contratos entre empresas generadoras y clientes no regulados que ya están firmados. Por lo tanto, durante la transición estos peajes podrían terminar siendo pagados por las empresas generadoras. Por otro lado, para cumplir con las dos condiciones señaladas los peajes deben ser traspasables a los precios que pagan los clientes regulados, provisión que no está en la ley corta⁹.

En este trabajo no estudiaremos estos efectos sobre la asignación de recursos. Nos limitaremos

⁷Por supuesto, en la transición desde un mecanismo de reglas de tarificación a otro seguramente ocurrirán redistribuciones de riqueza mientras vencen los contratos ya firmados. Por eso, el traspaso a consumidores probablemente será gradual.

⁸En diciembre de 2002 el ejecutivo introdujo una indicación que hace a los generadores el sujeto de pago por el 100% de cada tramo, pero mantiene el criterio del proyecto original que, como se vio, le atribuye el 50% del pago de cada tramo a las inyecciones de centrales y el 50% restante a los retiros. Las señales económicas, por lo tanto, son casi idénticas.

⁹Una indicación introducida en diciembre de 2002, y que modificó el sujeto de pago trasladándolo por completo a los generadores, señala que aquellas distribuidoras que no tengan contratos tendrán que pagar los peajes atribuibles a sus retiros. Sin embargo, la indicación no autoriza traspasarlos a los precios que pagan los clientes regulados.

a estimar los peajes que hubieran pagado distintos agentes —empresas generadoras y consumos— en 2001 y 2002 con distintas reglas de asignación, y las compararemos con las que pagaron con la regulación actual. Por supuesto, esto nos obligará a suponer lo que no conocemos —en particular, la fracción de los peajes por cuenta de retiros que las empresas generadoras podrán traspasarle a sus clientes con contratos vigentes—. Esto nos permitirá estimar la redistribución de peajes que implica cada regla, particularmente aquellas que propone la ley corta en sus versiones sucesivas.

3. Metodología

En esta sección describimos la metodología que usaremos para obtener las estimaciones de pago de peajes. Esta estimación se hace en tres etapas: (i) determinación de las condiciones de operación y los flujos por cada línea; (ii) asignación entre los agentes conectados al sistema de los flujos en cada línea para cada condición de operación y cálculo de las prorratas respectivas; (iii) cálculo del pago que le corresponde a cada agente. Describimos cada etapa a continuación distinguiendo los distintos esquemas que ha ido proponiendo la CNE.

3.1. Las condiciones de operación

Conceptos básicos de operación Los sistemas eléctricos chilenos se operan centralizadamente para minimizar el costo esperado de abastecimiento y falla¹⁰. El CDEC despacha las centrales en “orden de mérito”, vale decir las ordena de menor a mayor costo de operación y las va haciendo entrar sucesivamente hasta cubrir la cantidad demandada en cada momento. En el caso del SIC primero entran en funcionamiento las centrales hidráulicas de pasada. Su costo variable de operación es prácticamente cero: no tiene costo alternativo porque no pueden embalsar agua. Si la cantidad producida por centrales de pasada no es suficiente, entran en funcionamiento centrales térmicas en orden creciente de costos de operación y de embalse, de acuerdo con el valor estratégico que tenga el agua embalsada en ese momento.

Para minimizar el costo social de abastecimiento, la regulación estipula que las órdenes del CDEC son obligatorias e independientes de los contratos de comercialización de cada empresa. Por ello, es frecuente que existan transferencias entre generadores con el fin que puedan cumplir con sus compromisos comerciales. Éstas se valoran al costo marginal instantáneo del sistema o precio *spot* calculado cada hora. Esta separación entre despacho y contratos permite que el sistema minimice el costo total de producción. Lo que es más importante en este trabajo, implica que el flujo de potencia por cada línea de transmisión son determinados únicamente por la hidrología, los consumos en los distintos nodos del sistema y el uso de agua del lago Laja, y no por los contratos

¹⁰Una descripción detallada del modelo Omsic utilizado ampliamente en el sector eléctrico se encuentra en Galetovic, Olmedo y Soto (2002).

entre generadores y usuarios¹¹.

Esto se puede apreciar en la figura 1. Cuánto se genera con centrales térmicas en cada momento depende del nivel de la demanda, de la disponibilidad de generación hidráulica de pasada y de la cantidad generada con agua embalsada. Así, mientras más generan las centrales del Laja, o más abundante es la hidrología, menos se genera con centrales térmicas. En particular, en este trabajo supondremos que en cada mes hay tres niveles de demanda representado cada uno por un bloque de demanda (alto, medio y bajo); al mismo tiempo, en cada mes se supondrá que son posibles 40 hidrologías; finalmente, cada mes es hidrológicamente distinto. Así, tenemos $3 \times 12 \times 40 = 1.440$ condiciones de operación, las que denotaremos con la letra t .

¿En qué consiste exactamente una “condición de operación”? Si $G_{g,b}(t)$ es la potencia generada por la central g que inyecta en la barra b en la condición de operación t , podemos denotar por $\mathbf{G}(t)$ al vector-columna que incluye lo generado por cada una de las N centrales conectadas al sistema en la condición de operación t . Por otro lado, si $C_{c,b}(t)$ es el retiro del consumo c ubicado en la barra b , podemos denotar por $\mathbf{C}(t)$ al vector-columna que incluye lo retirado por cada una de las M cargas conectadas al sistema en la condición de operación t . Así, cada condición de operación consiste en un vector-columna $\mathbf{G}(t)$ que indica las inyecciones de cada generador; y un vector-columna $\mathbf{C}(t)$ que indica los retiros de cada consumo o carga.

La ley obliga a usar en todo momento la cantidad tal que se sirva la demanda al mínimo costo social esperado de abastecimiento y falla. Esta cantidad óptima la calcula el CDEC usando el modelo de programación dinámica estocástica Omsic (acrónimo de “operación mensual del SIC), que optimiza el uso del agua del lago Laja, en conjunto con los modelos de embalse de Colbún, Pehuenche y Rapel. Nosotros utilizaremos el modelo Omsic para simular los despachos y la operación del sistema y obtener las 1.440 condiciones de operación¹².

Flujos por cada línea El modelo Omsic es uninodal, vale decir, supone que todo el despacho de centrales ocurre en un solo nodo del sistema y por lo tanto las pérdidas no se obtienen de la solución del modelo en función de la ubicación de los despachos y las inyecciones. Sin embargo, la estimación de demanda del sistema que se usa para determinar el despacho incluye un factor de pérdidas—es decir, las pérdidas afectan el monto generado—. Para incluir las pérdidas ajustamos el vector-columna de retiros $\mathbf{C}(t)$ prorrateando la generación *total* del sistema entre cada uno de los consumos. El prorrateo es distinto para cada bloque de demanda y cada mes (vale decir se utilizan $3 \times 12 = 36$ esquemas de prorrateo) e independiente de las inyecciones.

¹¹Este diseño de mercado se conoce internacionalmente como “*pool* obligatorio con costos auditados”. Este modelo no se usa en países como Alemania o los Estados Unidos donde se enfatizan los contratos bilaterales físicos entre empresas generadoras y consumidores.

¹²El lago Laja tiene capacidad para almacenar el equivalente a 7.000 GWh de energía (aunque la capacidad de generación anual es alrededor de 2.500 GWh a través de las central El Toro, Antuco y Abanico) y se puede usar para guardar agua por varios años. Para más detalles véase Galetovic, Olmedo y Soto (2002) y Olmedo (2001).

En conjunto, las inyecciones y los retiros resumidos por el par $\{\mathbf{C}(t), \mathbf{G}(t)\}$ determinan el flujo de potencia en la línea que une los puntos ℓ y k en la condición de operación t , que denotaremos por $P_{\ell \rightarrow k}(t)$. Denotamos por $\mathbf{P}(t)$ el vector-columna de dimensión L que incluye los flujos en cada una de la L líneas del sistema bajo la condición de operación t .

Dadas las cantidades generadas y consumidas y su localización eléctrica para cada condición de operación, utilizaremos el modelo “flujo de potencia en continua o flujo lineal DC” para obtener los 1.440 vectores $\mathbf{P}(t)$. Este modelo es lineal y permite aproximar la operación de un sistema eléctrico de potencia que normalmente se representaría por un sistema de ecuaciones no lineales. Una aproximación de este tipo es razonablemente precisa en sistemas de alta tensión como el estudiado. El modelo de flujo supone que no hay pérdidas. Este supuesto es consistente porque los consumos obtenidos del modelo Omsic ya incluyen, en forma aproximada, las pérdidas óhmicas del sistema.

En definitiva se dispone de un sistema lineal que relaciona las inyecciones netas de potencia (generación menos consumo) en cada uno de los nudos del sistema con los flujos de potencia en cada una de las líneas de transmisión. Las simulaciones se hacen con un modelo simplificado del SIC de 463 barras, 438 líneas, 158 transformadores, 58 generadores y 258 cargas.

3.2. El “uso” de las líneas: los GGDF y los GLDF

Una vez determinados los flujos de cada tramo en cada condición de operación (los 1.440 vectores $\mathbf{P}(t)$), obtenemos el “uso” que hace cada agente del sistema de transmisión bajo cada condición de operación.

Centrales e inyecciones El “uso” de cada línea que hace una central en cada condición de operación se determina con los factores GGDF. A continuación describimos cómo obtendremos la prorrata de cada central en cada tramo de interés en función de los factores GGDF. En el apéndice presentamos una breve introducción a los factores GGDF y deducimos algunas de sus propiedades.

Se puede demostrar que el flujo de potencia en la línea que une los puntos ℓ y k se puede descomponer de la siguiente forma:

$$P_{\ell \rightarrow k}(t) = \sum_{g=1}^N \left[D_{\ell \rightarrow k}^b \times G_{g,b}(t) \right], \quad (3.1)$$

donde $D_{\ell \rightarrow k}^b$ es el factor GGDF para la línea $\ell \rightarrow k$, el mismo para cada uno de los generadores que inyectan en la barra b . Si \mathbf{D} es la matriz de orden $L \times N$ de factores GGDF, entonces se sigue de (3.1) que

$$\mathbf{P}(t) = \mathbf{D} \cdot \mathbf{G}(t).$$

Los factores GGDF tienen tres propiedades que conviene describir. En primer lugar, la matriz \mathbf{D}

es independiente de la barra de referencia del sistema, pero depende de la condición de operación t . Sin embargo, se puede demostrar que cuando se utiliza una aproximación lineal DC del sistema de transmisión y se supone que no hay pérdidas, los factores GGDF sólo dependen de la distribución de los consumos en el sistema y no del despacho de las centrales generadoras. En el trabajo esto es válido para las 40 hidrologías de cada bloque de simulación, ya que la distribución de cargas o consumos es única y no depende de la hidrología ni de los despachos. Para simplificar la notación, en las fórmulas de prorrato discutidas a continuación se supondrá que los factores GGDF no dependen de la condición de operación estudiada.

En segundo lugar, los factores GGDF son únicos, vale decir existe una sola matriz \mathbf{D} tal que $\mathbf{P}(t) = \mathbf{D} \cdot \mathbf{G}(t)$.

En tercer lugar, el factor GGDF de una central puede ser negativo en algunas líneas, por ejemplo cuando una central inyecta en un nudo que es importador neto.

Considerando las propiedades anteriores, es posible definir la prorrata que le corresponde a la central g en la línea $\ell \rightarrow k$ bajo la condición de operación t . Esta prorrata la denotamos por $\lambda_{\ell \rightarrow k}^g(t)$ y se define como

$$\lambda_{\ell \rightarrow k}^g(t) \equiv \frac{D_{\ell \rightarrow k}^b \times G_{g,b}(t)}{\mathbf{D}_{\ell \rightarrow k} \cdot \mathbf{G}(t)} = \frac{D_{\ell \rightarrow k}^b \times G_{g,b}(t)}{P_{\ell \rightarrow k}(t)},$$

por definición, las prorratas suman uno. Ahora bien, la prorrata de cada una de las N centrales en el tramo $\ell \rightarrow k$ en la condición de operación t se puede agrupar en el vector-fila de dimensión N , $\mathbf{\Lambda}_{\ell \rightarrow k}(t)$. A su vez, estos vectores se agrupan en la matriz $\mathbf{\Lambda}(t)$ de orden $L \times N$. Por definición, cada fila de la matriz suma uno y la fila $\ell \rightarrow k$ corresponde a las prorratas de cada central en la línea $\ell \rightarrow k$. Al mismo tiempo, la columna g de esta matriz indica las prorratas de la central g en cada una de las líneas del sistema.

A modo de ejemplo, si un sistema se compone de dos centrales y tres líneas,

$$\mathbf{\Lambda}(t) = \begin{bmatrix} \lambda_1^1(t) & \lambda_1^2(t) \\ \lambda_2^1(t) & \lambda_2^2(t) \\ \lambda_3^1(t) & \lambda_3^2(t) \end{bmatrix}.$$

Así, la fila 2 entrega las prorratas de cada una de las centrales en la línea 2, mientras que la columna 2 la prorrata de la central 2 en cada una de las tres líneas.

Es importante notar que, sin perjuicio de ser únicos, los factores GGDF (y también los factores GLDF) son una descomposición “contable” y en alguna medida arbitraria de los flujos de un sistema eléctrico. Esta descomposición no se deduce de principios económicos sino eléctricos. Por lo tanto, el marco conceptual que determina lo que es “económicamente apropiado” es anterior al métodos GGDF o GLDF. Por eso, estos métodos pueden ser apropiados para prorratar los peajes de una línea determinada, pero sólo si antes se ha decidido quién debiera pagarlos de acuerdo con

la lógica económica del problema.

Cargas y retiros El “uso” de cada línea que hace una carga en cada condición de operación se determinará con los factores GLDF, los que se obtienen de manera análoga a los factores GGDF. Así,

$$P_{\ell \rightarrow k}(t) = \sum_{c=1}^M \left[E_{\ell \rightarrow k}^b \times C_{c,b}(t) \right], \quad (3.2)$$

donde $E_{\ell \rightarrow k}^b$ es el factor GLDF para la línea $\ell \rightarrow k$, el mismo para cada carga $C_{c,b}$ que retira en la barra b . De manera similar, la prorrata de la carga c en la línea $\ell \rightarrow k$ se define como

$$\phi_{\ell \rightarrow k}^c(t) \equiv \frac{E_{\ell \rightarrow k}^b \times C_{c,b}(t)}{\mathbf{E}_{\ell \rightarrow k} \mathbf{C}(t)} = \frac{E_{\ell \rightarrow k}^b \times C_{c,b}(t)}{P_{\ell \rightarrow k}(t)}.$$

Por lo tanto, la matriz $\Phi(t)$, de orden $L \times M$ y análoga a $\Lambda(t)$, resume la prorrata de cada carga en cada línea: la fila $\ell \rightarrow k$ corresponde a las prorratas de cada carga en la línea $\ell \rightarrow k$; y la columna c entrega las prorratas de la carga c en cada línea.

3.3. El pago que le corresponde a cada agente

El resultado de las primeras dos etapas es un conjunto de 1.440 tuples $\{\Lambda(t), \Phi(t), \mathbf{P}(t), \mathbf{G}(t), \mathbf{C}(t)\}$ y vectores. Para determinar el pago anual de peajes que le corresponde a cada agente se necesita conocer, además de los peajes de cada línea, la regla de asignación. Una regla de asignación puede ser simple o compleja, pero generalmente especifica tres cosas:

- Una regla tal que, para cada línea $\ell \rightarrow k$, elige entre las 1.440 condiciones de operación aquellas que se considerarán para calcular el pago de peajes de cada agente. Por ejemplo, en este trabajo utilizaremos, entre otras, la regla del *percentil superior*. Consiste en (i) ordenar los módulos de los 1.440 flujos de potencia en la línea $\ell \rightarrow k$, $|P_{\ell \rightarrow k}(t)|$, de mayor a menor; (ii) seleccionar aquellos que estén en el percentil p o superior. Así, si $p = 90$, la regla selecciona los 144 mayores flujos de potencia. Denotaremos por $\tau_{\ell \rightarrow k}$ al conjunto de condiciones de operación a las que se ocuparán para calcular el pago de peajes por la línea $\ell \rightarrow k$ de cada agente dada la regla. τ es el vector de dimensión L que resume las condiciones de operación para cada una de las L líneas que serán utilizados para calcular los peajes.
- Los ajustes que se le harán a las prorratas. Un ajuste típico, que también haremos en este trabajo, consiste en excluir las prorratas negativas que se deben a los factores negativos debidos a los contraflujos. Así, se sustituyen por ceros los elementos negativos de las matrices $\Lambda(t)$ y $\Phi(t)$ y se escalan las restantes prorratas para que cada fila sume uno. Denotaremos estas matrices ajustadas por $\Lambda^+(t)$ y $\Phi^+(t)$.

También se podrían excluir de la prorrata a las centrales (o, según sea el caso, cargas) cuya participación sea menor que un determinado *umbral de corte*. Por ejemplo, si el umbral de corte es 10%, en cada tramo se excluyen todas aquellas centrales cuya prorrata sin ajustar sea menor que 10%. Así, de manera similar al caso anterior, se sustituyen por ceros los elementos de las matrices $\mathbf{\Lambda}(t)$ y $\mathbf{\Phi}(t)$ que sean menores que 10% y se escalan las restantes prorratas para que cada fila sume uno. En este trabajo, sin embargo, siempre supondremos que el umbral de corte es 0%.

- Para cada línea, la fracción del peaje que le será asignada a las inyecciones de centrales (la denotaremos por $\eta_{\ell \rightarrow k}$) y la fracción que le será asignada a los retiros de las cargas ($1 - \eta_{\ell \rightarrow k}$). Por ejemplo, en el proyecto de ley corta originalmente enviado al Congreso, $\eta_{\ell \rightarrow k} = 0,5$ para todas las líneas. Por contraste, en la propuesta de la CNE de enero de 2003 $\eta_{\ell \rightarrow k}$ resulta de un cálculo complejo y es distinto para cada tramo. En adelante, denotaremos por $\boldsymbol{\eta}$ al vector de dimensión L que reparte el pago de peajes entre centrales y cargas.

Con el vector $\boldsymbol{\tau}$ y las matrices ajustadas se calculan las *prorratas promedio* de cada línea, a saber los vectores

$$\mathbf{\Lambda}_{\ell \rightarrow k}^+ = \frac{\sum_{\tau_{\ell \rightarrow k}} \mathbf{\Lambda}_{\ell \rightarrow k}^+(t)}{|\tau_{\ell \rightarrow k}|},$$

$$\mathbf{\Phi}_{\ell \rightarrow k}^+ = \frac{\sum_{\tau_{\ell \rightarrow k}} \mathbf{\Phi}_{\ell \rightarrow k}^+(t)}{|\tau_{\ell \rightarrow k}|}$$

donde $|\tau_{\ell \rightarrow k}|$ es la cardinalidad del conjunto $\tau_{\ell \rightarrow k}$.

Finalmente, si $\pi_{\ell \rightarrow k}$ es el peaje total que le corresponde recibir al transmisor por la línea $\ell \rightarrow k$, el vector

$$\eta_{\ell \rightarrow k} \times \pi_{\ell \rightarrow k} \times \mathbf{\Lambda}_{\ell \rightarrow k}^+ \quad (3.3)$$

entrega el peaje que le corresponde a cada central y

$$(1 - \eta_{\ell \rightarrow k}) \times \pi_{\ell \rightarrow k} \times \mathbf{\Phi}_{\ell \rightarrow k}^+ \quad (3.4)$$

el peaje que le corresponde a cada carga. A partir de las expresiones (3.3) y (3.4) se puede obtener trivialmente el pago total de peajes atribuible a cada central y cada carga y computar el agregado por generador. En eso consisten los resultados que reportamos en la sección 5.

4. Supuestos y fuentes de datos

4.1. El sistema troncal

Las instalaciones incluidas en el sistema troncal Las instalaciones incluidas en el sistema troncal son aquellas líneas de 220 kV o más entre el nudo Puerto Montt por el sur y el nudo Diego

de Almagro por el norte, según lo presentado por la CNE en enero de este año (véase CNE [2002]). El detalle de las líneas incluidas en el cálculo está en el cuadro A.2 del apéndice.

La valorización de las instalaciones del sistema troncal Para valorizar el sistema troncal se utilizaron los valores nuevos de reemplazo utilizados en *Informe de Peajes* del CDEC-SIC de enero de 2003 (en adelante CDEC-SIC [2003]). Este informe valora las instalaciones de transmisión instaladas en 2002. Para prorratear se han considerado las anualidades de cada tramo del sistema troncal y sus costos anuales de operación y mantenimiento, descontando una estimación del ingreso tarifario para cada tramo, cuya fuente también es el informe de peajes. Esta estimación se basa en el informe de peajes realizado del CDEC-SIC de diciembre de 2001. Luego de los ajustes, se concluye que el valor total a prorratear es \$78,95 millones de dólares.

4.2. Las condiciones de operación

Para definir las 1.440 condiciones representativas de operación del sistema en 2002 se usó una versión uninodal del modelo Omsic. La base de datos de entrada al modelo corresponde a la utilizada por la CNE en la fijación de precios de octubre de 2001. De esta forma los resultados son consistentes con la información disponible y validada a finales de 2001.

El horizonte de planeamiento La versión del modelo Omsic que usamos modela la variación mensual de la demanda a través de una curva de duración de carga de tres bloques, para un horizonte de siete años. Al final de los siete años se empalma con el modelo GOL mediante la curva de valor estratégico a fines del horizonte del estudio. Este procedimiento corresponde a la práctica del CDEC cuando elabora el programa de la operación del sistema. La optimización del modelo GOL se hizo con un horizonte de planeamiento de 10 años (véase CNE [2001]).

La proyección de demanda para el horizonte de planeamiento La proyección de demanda corresponde a la que hizo la CNE cuando fijó el precio de nudo en octubre de 2001. Esta proyección de consumo supone una tasa media de crecimiento de 7,5% anual y un factor de pérdidas de 4%.

Los bloques de carga La demanda total proyectada de energía de cada mes se ha repartido en tres bloques. En cada uno de ellos se supone que la demanda por potencia es pareja, pero difiere entre bloques. Las diferencias de potencia demandada entre bloques aproximan las curvas de carga observadas empíricamente. La demanda de cada bloque es representada como un porcentaje de la demanda del bloque de punta y su duración se expresa en horas. Según el mes que se trate, la duración de los bloques varía entre 240 y 248 horas .

Las hidrologías Para modelar la aleatoriedad de la hidrología, utilizamos las estadísticas de 40 años hidrológicos, de 1959-60 a 1998-99, elaboradas por el CDEC¹³. La optimización del modelo Omsic, que es necesaria para obtener la operación del embalse del lago Laja bajo cada condición de operación, se hace utilizando toda la variabilidad hidrológica con etapas de deshielo determinísticas (véase Galetovic, Olmedo y Soto [2002] para una explicación más detallada de la optimización).

Para operar el sistema y obtener nuestras condiciones de operación tomaremos las 40×12 condiciones hidrológicas mensuales materializadas en los 40 años hidrológicos entre 1959-60 y 1998-99. Cada mes se divide en tres bloques de demanda, por lo que cada mes aporta tres condiciones de operación. Para la etapa de simulación (véase Galetovic, Olmedo y Soto [2002]) se han utilizado las series históricas. Para el primer año, las cuarenta simulaciones escogidas como resultado, corresponden a las 40 secuencias históricas.

La energía que aportan las centrales de pasada y de embalse en cada una de la 40 hidrologías Los caudales de los ríos se transforman a energía y se obtienen *matrices de energía generable*. Estas matrices son de orden 40×12 (40 años hidrológicos, cada uno de 12 meses). Por ejemplo, la entrada (1971-72, agosto) de la matriz es la cantidad de energía que hubieran generado las centrales de pasada durante el mes de agosto del año hidrológico 1971-72.

La energía que aportarán las centrales que utilizan agua del resto de los embalses del SIC (Colbún, Cipreses, Camutillar y Rapel) también se resume en matrices de energía generable. Para obtener las condiciones de operación hemos trabajado con matrices mensuales de largo plazo calculadas por el CDEC-SIC. Grosso modo, esto equivale a suponer que la generación de cada central durante el mes es igual a la energía generable con el flujo de agua que entra al embalse en el mes para cada hidrología, sin que se genere nada del stock del agua en el embalse entre inicios y fines del año hidrológico.

A diferencia de las centrales de pasada, el agua de los embalses se puede “empuntar”—es decir, su energía se puede trasladar desde horas en que el costo marginal es bajo a horas de punta en que el costo marginal es alto—. Para representar el empuntamiento de los embalses, a cada uno se le asignó una *prioridad de empuntar*, de forma de distribuir la energía de la matriz de energía generable a los bloques de mayor demanda según la capacidad de regulación de cada embalse.

La energía en el Laja La cota inicial del lago Laja es la de principios de octubre de 2001, 1.343,20 m.s.n.m. Esta cota fue utilizada por la CNE cuando fijó los precios de nudo.

La disponibilidad de centrales térmicas Las centrales térmicas pueden fallar intempestivamente. Para incorporar este hecho ajustamos la capacidad de cada central multiplicándola por

¹³El año hidrológico comienza en abril y termina en marzo del año siguiente. Así, el año hidrológico 1959-60 comenzó en abril de 1959 y terminó en marzo de 1960.

(1 – tasa de falla). Nótese que en la práctica la central está disponible o no lo está, por lo que claramente se trata de una aproximación imperfecta. La fuente de las tasas de falla es el CDEC-SIC.

La entrada de centrales La entrada proyectada de centrales afecta la operación del sistema directamente por los aportes de energía que ellas entregan; pero también indirectamente, porque afectan la operación óptima del embalse del lago Laja. Por ejemplo, el anuncio de una nueva central reduce el valor de guardar agua, y lleva a que hoy se genere más con agua embalsada.

El plan de entrada de centrales (o *plan de obras*) es el que usó la CNE cuando fijó el precio de nudo en octubre de 2001.

Las salidas de centrales por mantenimiento programado Las centrales deben retirarse de servicio periódicamente para realizar mantenimiento. La información utilizada corresponde a los mantenimientos típicos utilizados por el CDEC-SIC: 15 días al año las centrales a gas y 20 días al año las carboneras.

El precio de los combustibles El precio de los combustibles se supone constante durante los diez años optimizados e iguales a los que aparecen en la fijación de precios de nudo de octubre de 2001.

4.3. El pago de peajes

Peajes con contratos actuales El monto de peajes que cobró Transelec en 2001 se obtuvo de su memoria anual (Transelec [2001]) El resto de los cálculos y supuestos está en el apéndice 1.

Peajes por cuenta de retiro Cuando el pago de peajes se determina según retiros, en la mayoría de los casos seguiremos suponiendo que el sujeto de pago siguen siendo las empresas generadoras. Para asignar retiros a empresas generadoras es necesario conocer con quién está contratado cada cliente. La asignación de los retiros de cada barra a cada empresa generadora se hizo con información de contratos proporcionada por AES-Gener.

Ingresos tarifarios En nuestros cálculos utilizamos los ingresos tarifarios estimados en CDEC-SIC (2003). Éstos se calculan con los factores de penalización publicados por la CNE en el Informe de Precio de Nudo de octubre de cada año y se obtienen de la operación simulada del sistema¹⁴.

¹⁴Los ingresos tarifarios provienen de las diferencias de precios entre nudos que, a su vez, reflejan las pérdidas marginales de potencia. De acuerdo a la ley actual estos ingresos tarifarios pagan parte de la anualidad y los costos de mantención que le corresponde a un generador de acuerdo con su contrato; el resto lo paga con peajes básicos y adicionales.

Los ingresos tarifarios calculados por el CDEC-SIC para 2002 (US\$4,81 millones) son distintos a los ingresos reales de energía y potencia por tramo: US\$14,5 millones¹⁵. Estos son los ingresos que, en definitiva, determinan los peajes del sistema de transmisión efectivamente pagados. Los ingresos tarifario y reales difieren porque ingresos reales por tramo se obtienen de los costos marginales por barra calculados por el CDEC en la operación horaria *real*, mientras que los ingresos tarifarios calculados por el CDEC-SIC corresponden a la operación simulada y esperada.

En este trabajo utilizamos los ingresos tarifarios estimados por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC porque provienen de una fuente independiente y son ampliamente conocidos por quienes trabajan en el sector, además que reflejan condiciones esperadas.

4.4. Modelación del sistema de transmisión

El sistema de transmisión se agrega al modelo con factores de pérdidas óhmicas para la demanda total del sistema incluyendo el despacho obligado de la central Guacolda por mínimos técnicos.

4.5. Cálculo de las prorratas

Como se dijo, para calcular la prorrata de cada línea excluimos a las centrales o cargas que participan con, según sea el caso, factores GGDF o GLDF negativos pero fijamos el umbral de corte en 0%, vale decir, toda central o carga con factor positivo participa en la prorrata. Además, es necesario especificar el criterio para seleccionar aquellas condiciones de operación que se usarán para calcular las prorratas. En este trabajo ocuparemos el criterio de los percentiles superiores y el criterio de los porcentajes del flujo máximo.

La figura 2 grafica ambos criterios. Las 1.440 condiciones de operación dan origen a 1.440 flujos de potencia por cada línea. Para cada línea, el valor absoluto de los flujos se ordena de mayor a menor y las prorratas se calculan sólo con los flujos de las condiciones de operación seleccionadas. Con el *criterio de los percentiles* se seleccionan aquellas condiciones de operación con flujos en los percentiles superiores de la distribución. En la figura el umbral es el percentil 90; vale decir, se incluyen aquellas condiciones de operación tales que la magnitud de su flujo está en el 10% superior de la distribución. En el trabajo simulamos los pagos para los percentiles 0, 10, 20, y hasta 90.

Con el *criterio del porcentaje del flujo* se seleccionan aquellas condiciones de operación con flujos iguales o mayores al $x\%$ del flujo máximo. En la figura $x = 90$, lo que implica que para calcular las prorratas se incluyen aquellas condiciones de operación que causan flujos iguales o mayores que el 90% del flujo máximo. En el trabajo simulamos los pagos para $x = 0, 10, 20, \dots, 90$.

La figura 3 muestra los flujos simulados de la línea Temuco-Valdivia bajo cada una de las 1.440 condiciones de operación. Para las primeras 400 condiciones de operación la caída es bastante

¹⁵Estos ingresos reales de energía y potencia son los atribuibles a las líneas del troncal. La fuente son los Balances de Energía y Potencia mensuales del CDEC-SIC. Transelec (2002) reconoce US\$26,2 millones de ingresos reales totales por todas sus instalaciones.

fuerte. Por lo tanto, si el umbral se fija en 10%, el criterio de los percentiles calculará las prorratas con más condiciones de operación que el criterio del porcentaje de flujo. Por el contrario, a medida que la pendiente de la curva se aproxima a los 45°, ambos criterios tienden a elegir las mismas condiciones de operación.

Adicionalmente, estudiaremos el método propuesto por la CNE en enero de 2003 (al que, como se verá, llamamos CNE3). El prorrateo de este método es algo complicado, y por eso postergamos su discusión para la sección 5.2.

5. Resultados

5.1. La situación inicial

El cuadro 1 muestra los ingresos de Transelec en 2001, descompuestos por empresa generadora y por categoría de ingreso (se incluyen *todas* las instalaciones, no sólo las del troncal). El 83,31% de sus US\$137,39 millones de dólares de ingresos provino de las empresas de grupo Endesa (en adelante simplemente Endesa), el resto de Colbún, Gener y los restantes generadores (otros)¹⁶. Al mismo tiempo, poco menos del 75% de los ingresos del transmisor provienen de peajes y poco más de un quinto de ingresos tarifarios.

El cuadro 2a descompone los pagos de cada grupo de empresas en las distintas categorías¹⁷. Gran parte de los peajes básicos corresponde, seguramente, a instalaciones que se incluyen en el troncal definido por la CNE. Los peajes adicionales, por otro lado, corresponden principalmente a líneas de inyección y de retiro y muy pocas forman parte del troncal.

Los ajustes necesarios para estimar los pagos de peaje por las instalaciones del troncal en 2001, según los contratos, se muestran en el cuadro 2b. La columna 1 reproduce los pagos de peaje básico estimados en el cuadro 2a (columna 1). Para obtener los pagos por el troncal le sumamos a esta columna los pagos de peaje adicional que corresponden a instalaciones del troncal (columna 2), y le restamos los pagos de peaje básico por instalaciones que no están en el troncal (columna 3). El resultado de $(1) + (2) - (3)$ es la columna 4, nuestra estimación del pago de peajes en 2001 por instalaciones del sistema troncal. De esta columna se deducen las prorratas de cada grupo generador (columna 5).

Es importante notar que hemos supuesto que Endesa no paga peajes adicionales por instalaciones del troncal (columna 2). Además, hemos supuesto que ninguna línea de inyección de Endesa forma parte del sistema troncal: Endesa declaró pagar US\$24,59 millones por estas líneas, los que aparecen en la columna 3. Ambos supuestos tienden a *subestimar* la prorrata de Endesa. Elegimos sesgar nuestros errores en esa dirección porque, como anticipamos en la introducción, nuestro principal resultado es que los métodos propuestos tienden a disminuir el pago de peajes de Endesa. Esta

¹⁶Véase el cuadro A1 del apéndice para un detalle de las empresas que componen cada grupo.

¹⁷En el apéndice 1 explicamos cómo obtuvimos el cuadro 2a.

disminución es menor mientras menor sean los peajes actuales y por lo tanto nuestros resultados entregan una cota inferior de esta disminución.

Por último, del informe de peajes (CDEC-SIC [2003]) obtenemos el (AVNR + COyM) del sistema troncal (véase el cuadro A.2 en el apéndice para el desglose línea por línea) y los ingresos tarifarios (IT), que ascienden a US\$4,81 millones de dólares. La diferencia (AVNR + COyM – IT) determina los peajes estimados para el troncal en 2002, US\$78,95 millones. Éstos se prorratan de acuerdo a la columna 5 del cuadro 2b y el resultado es la columna 6, nuestra estimación del pago de peajes por el sistema troncal en 2002. Esta columna se traspa al cuadro 3¹⁸.

Nuestra estimación es que en 2002 Colbún pagó poco más del 11% de los US\$78,95 millones de peajes atribuibles al troncal; Endesa 79% y Gener el 10% restante. Gran parte del sistema está siendo pagada por Endesa, lo que se debe a que sus centrales, en su mayoría hidráulicas, tienden a ubicarse alejadas de Santiago, el principal centro de consumo. Por ello, sus áreas de influencia tienden a ser extensas y paga gran parte de lo que ahora pasaría a llamarse “sistema troncal”.

5.2. Peajes con distintas reglas de asignación de uso

Punto de referencia de nuestros ejercicios El cuadro 3 muestra los pagos que hubieran hecho en 2002 las principales empresas generadoras bajo distintas reglas de asignación. El punto de referencia de nuestros ejercicios es la columna 1 (“Pagos según contratos”), nuestra estimación del pago de peajes según contratos.

Inyecciones y retiros: peajes calculados con GGDF y GLDF Las columnas 2 y 3 prorratan los peajes usando los factores GGDF y GLDF respectivamente. Cabe notar que en este cuadro reportamos las simulaciones usando el criterio de los percentiles y suponiendo que para calcular las prorratas se consideran las 1.440 condiciones de operación. Como ya se discutió largamente, los factores GGDF atribuyen los flujos de una línea a las inyecciones que hacen las centrales, en tanto que los factores GLDF los atribuyen a los retiros. Por lo tanto, la columna 2 es la regla 100–0, en el sentido que le asigna el 100% del uso de una línea a las inyecciones. Por el contrario, la columna 3 es la regla 0–100 porque le asigna el 100% del uso de una línea a quienes retiran. Por supuesto, la asignación de peajes a que aparece en la columna 3 supone que el sujeto de pago son las empresas generadoras, quienes pagarían por cuenta del uso de líneas que hagan sus clientes.

La columna 2 indica que, comparado con los contratos actuales, esta regla reduce el pago de Endesa en US\$8,55 millones, que se redistribuyen casi totalmente al grupo de “otros” generadores, quienes aumentarían su pago de peajes desde apenas US\$320.000 a casi US\$8 millones.

La distribución de pagos hubiese sido muy distinta si el uso del sistema se hubiera determinado por los retiros. En ese caso la cuenta de Endesa hubiera caído casi a la mitad (desde US\$61,86

¹⁸Como ya se dijo, en marzo de 2002 vencieron varios acuerdos de peaje, y algunos todavía no se han renovado. Por eso es más representativo el pago efectivo de peajes de 2001.

millones a US\$35,53) y el más perjudicado hubiera sido el grupo Gener, quien hubiera pagado US\$28,67 millones, cuatro veces más que los US\$7,82 millones bajo los contratos actuales. Colbún y el resto de los generadores hubieran pagado montos similares a los determinados según GGDF.

La moraleja de estos ejercicios es que cualquier regla de asignación que le dé peso importante a los retiros disminuirá apreciablemente el pago de peajes de Endesa; esto, como se verá, independientemente si el sujeto de pago de los retiros son las empresas generadoras o sus clientes. La razón es que cuando el uso del sistema se asigna por retiros, el mecanismo se parece mucho a un simple estampillado, que desliga el pago de peajes de la ubicación de las centrales que inyectan al sistema. Como argumentaremos en la conclusión de este trabajo, esto debilita las señales de localización de centrales.

Nótese que los peajes presentados en la columna 3 suponen que los sujetos de pago “por retiros” son las empresas generadoras quienes, a su vez, tienen contratos con los clientes que retiran. En un mercado competitivo los precios son libres y los nuevos contratos reflejarían el peaje de cada cliente que contrata con una empresa generadora. Siendo este peaje el mismo, independientemente de la empresa que lo surta, el efecto no debiera afectar el balance de cada empresa generadora. Sin embargo, en la situación actual es razonable pensar que un cambio de mecanismo de remuneración no modificará inmediatamente los contratos privados. En esas circunstancias, y si el sujeto de pago sigue siendo el generador, éste deberá absorber el peaje mientras no se cumpla el plazo de los contratos preexistentes.

Los dos 50–50 de la CNE (mayo y diciembre de 2002) Las columnas 2 y 3 son útiles porque casi todas las reglas de asignación que se han discutido son promedios ponderados de las columnas 2 y 3. Así, la columna 4 resume lo que hubiera debido pagar cada empresa con la propuesta original de la ley corta (a la que, por brevedad, denotamos por CNE1). En el proyecto enviado al Congreso en mayo del año pasado el 50% de los peajes se hubiera asignado por inyecciones y el 50% por retiros. Sin embargo, el sujeto de pago de los retiros hubiese sido cada cliente, no la empresa generadora con quien tiene contrato. El transmisor le hubiera cobrado directamente a los clientes, sin que surgiera disputa si acaso contractualmente los generadores pueden traspasar los mayores peajes. Se aprecia de la columna 4 que en ese caso el pago de Colbún, Gener y Endesa hubiera caído a más o menos la mitad. La caída de los peajes de Endesa es, obviamente, la mayor: US\$ 35,21 millones (desde US\$61,86 millones a US\$26,65 millones). *Grosso modo*, esta propuesta le hubiera traspasado la mitad de los peajes de los tres principales grupos generadores a los usuarios y, en menor medida, a los otros generadores.

La columna 5 indica los pagos que le hubieran correspondido a cada generador en 2002 con la propuesta de la CNE materializada en una indicación al proyecto de ley introducida en diciembre de 2002 (a la que, por brevedad, denotamos CNE2). Tal como ocurre con CNE1, esta indicación le asignaba el 50% de los peajes a las inyecciones y el 50% a los retiros. Sin embargo, en este caso el sujeto de pago eran los generadores—de ahí que a veces se dijera que esta regla de asignación era un

100–0, 100% a los generadores 0% a los clientes—. Para obtener los pagos, entonces, simplemente promediamos las columnas 2 y 3.

Conociendo las columnas 2 y 3, ya no sorprende que el pago de Endesa disminuya en poco más de US\$17 millones (desde US\$61,86 millones a US\$44,42 millones), y que Gener los aumente en poco más de US\$10 millones (desde US\$7,82 millones a US\$18,20 millones). Lo realmente interesante es comparar las columnas 4 y 5, que difieren fuertemente, a pesar de que podría parecer que ambas reglas de asignación reparten los peajes en partes iguales entre inyecciones y retiros. En esencia, con la regla CNE1 se redistribuyen peajes desde los tres principales grupos generadores hacia los consumidores. Con la regla CNE2 la redistribución es desde Endesa hacia Gener y los “otros generadores”, mientras que el pago de Colbún es muy parecido¹⁹.

Por supuesto, como ya se dijo, ambas reglas serían equivalentes si los peajes se traspasaran competitivamente a los consumos. Sin embargo, en la práctica existen contratos preexistentes, amén de que la CNE ha dicho que uno de sus objetivos explícitos es evitar que los cargos por retiros se traspasen a precios finales. Si esto es así, el peaje de un generador dado sólo puede bajar si el resto de los generadores soporta la pérdida de capital correspondiente.

La propuesta de enero de 2003 En enero de 2003 la CNE propuso determinar los peajes con un nuevo método. Aunque esta propuesta ya se descartó, es interesante analizarla y cuantificarla porque, como se verá, sugiere que métodos en apariencia muy distintos pueden llevar a pagos cuantitativamente muy similares

El método combina cobros por inyecciones y retiros de la siguiente forma.

- Para cada carga c se calcula su prorrata en cada uno de los tramos del sistema troncal promediándose las distintas condiciones de operación. Estas prorratas se ordenan de mayor a menor determinándose la máxima prorrata de la carga c , llamémosla (prorrata máxima $_c$).
- En todo tramo tal que la prorrata de la carga c es igual o mayor que $0,7 \times (\text{prorrata máxima}_c)$, a la empresa generadora que tenga contrato con la carga c le corresponde pagar un porcentaje igual a la prorrata de la carga. Si es menor que $0,7 \times (\text{prorrata máxima}_c)$, entonces la empresa generadora no paga nada por cuenta de la carga c en ese tramo.

Por ejemplo, si $(\text{prorrata máxima}_c) = 0,45$, entonces la empresa generadora que tenga contrato con c tendrá que pagar por cuenta de c en cada tramo donde la prorrata de c sea igual o mayor que $0,7 \times 0,45 = 0,315$. Si la prorrata de c en el tramo $\ell \rightarrow k$ es, por ejemplo,

¹⁹Es interesante notar, sin embargo, lo siguiente. Si se considera la situación futura y no la del año 2002, el pago de Colbún calculado con GGDF y GLDF sería mayor que aquél con la ley actual. En efecto, bajo la ley actual la entrada de la turbina a gas Nehuenco 2 (que según el informe de la CNE de abril 2003 aportará en régimen 384,2 MW) y el contrato con la mina El Teniente (sobre 200 MW) no pagarían peaje alguno. Por contraste, si se calculan peajes con GGDF y GLDF, estos proyectos pagarían entre US\$2 y US\$3 millones y Colbún pagaría en total entre US\$11 y US\$13 millones. (La estimación es de AES-Gener.)

0,1, entonces la empresa generadora no paga peaje por cuenta de c en ese tramo. Por otro lado, si la prorrata de c fuera 0,38, la empresa generadora debe pagar el 38% del peaje que le corresponde a ese tramo.

Para cada tramo el ejercicio determinará un conjunto de cargas que pagarán y la suma de pagos recibidos por el transmisor, llamémosla (pagos por retiros $_{\ell \rightarrow k}$). Esta cantidad será menor que el peaje de $\ell \rightarrow k$, $\pi_{\ell \rightarrow k}$, porque algunas cargas con factores GLDF positivos quedarán exentas de pago. La diferencia

$$\pi_{\ell \rightarrow k} - (\text{pagos por retiros}_{\ell \rightarrow k})$$

se le cargará directamente a los generadores según las inyecciones de las centrales de cada uno, de la siguiente forma.

- En analogía con las cargas, para cada central generadora g se calcula su prorrata en cada uno de los tramos del sistema troncal. Estas prorratas se ordenan de mayor a menor determinándose (prorrata máxima $_g$).
- En todo tramo tal que la prorrata de central generadora g es igual o mayor que $0,1 \times (\text{prorrata máxima}_g)$, a la empresa generadora le corresponde pagar un porcentaje igual a la prorrata de la central. Si es menor que $0,1 \times (\text{prorrata máxima}_g)$, entonces la empresa generadora no paga nada por cuenta de la central g en ese tramo. En otras palabras, 10% de la prorrata máxima es el umbral de corte de la central g en cada tramo.
- Para todo tramo, y una vez excluidas aquellas centrales con prorratas menores que su umbral de corte, el resto de las prorratas se escala para que sumen uno.
- El pago por peaje del tramo $\ell \rightarrow k$ atribuido a la central g , corresponde, entonces, a su prorrata corregida multiplicada por la diferencia $\pi_{\ell \rightarrow k} - (\text{pagos por retiros}_{\ell \rightarrow k})$.

El cuadro 4 muestra el resultado producido por este método. Como se aprecia en el cuadro 4 el 58,86% de los pagos se atribuyen a inyecciones y el 41,14% a retiros. Sin embargo, cuando ambos se suman, se comprueba que los pagos por empresa son notablemente parecidos al promedio simple de los GGDF y GLDF (véanse las columnas 4 y 5 del cuadro 3).

¿Por qué ocurre que con un método en apariencia tan distinto al promedio simple de los GGDF y GLDF se llega resultados tan similares? El punto de fondo es que los grados de libertad son muchos porque el pago final de cada agente es el resultado de varios parámetros y reglas: el umbral de corte, el percentil de las condiciones de operación a partir del cual se calculan las prorratas, la ponderación de inyecciones y de retiros, etc. La lección más general es que, independientemente del método que se seleccione para prorratear los peajes, el valor de los parámetros es parte central y no accesoria de la regulación de transmisión. Si éstos parámetros no se fijan transparentemente, la autoridad que reciba el poder de fijarlos podrá, en principio, distribuir los peajes entre distintos agentes casi de cualquier manera.

El informe de peajes del CDEC-SIC Nuestros cálculos toman como punto de referencia los contratos de peajes vigentes al año 2001. Sin embargo, existe una interpretación reciente de la ley y sus reglamentos de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC materializada en su Informe de Peajes (véase CDEC_SIC [2003]); la Dirección de Peajes está obligada a calcular peajes referenciales para cada línea del sistema todos los años²⁰. Este método no se basa en factores generalizados de distribución sino que es una aplicación particular del método de las áreas de influencia calculados con un análisis de sensibilidad de los flujos (véase CDEC-SIC [2003] para una descripción de la metodología).

Aunque estos peajes son referenciales y no obligan a las partes, son el punto de partida de las negociaciones entre las empresas generadoras y el transmisor. Por eso, se podría argumentar que los pagos reales de peajes podrían seguir esta tendencia. El cuadro 5 muestra la distribución de peajes por grupo de generadores, separándolos entre básicos y adicionales. La suma se incluye también como la columna 7 del cuadro 3.

Si se compara la columna 1 en el cuadro 3 (lo pagado según los contratos vigentes en 2001) con la columna 7, se aprecia que el pago de Endesa cae en poco más de US\$8,5 millones, casi exactamente lo mismo que cuando los peajes se determinan con el método de los GGDF (columna 2), pero en este caso también caen los peajes de Colbún. Por otro lado, el pago del grupo Gener y de los otros generadores aumenta.

5.3. Robustez y sensibilidad a los supuestos

La principal conclusión del análisis precedente es que la magnitud de la redistribución de peajes depende fuertemente de la ponderación que reciban los retiros. Sin embargo, los resultados presentados en el cuadro 3 se obtuvieron calculando las prorratas con las 1.440 condiciones de operación ¿Qué tan sensibles son los resultados si las prorratas se calculan con sólo una fracción de las condiciones de operación?

Los cuadros 6 (a), (b) y (c) muestran que los pagos por grupos de empresas son muy estables. El cuadro 6(a) muestra los pagos de cada empresa generadora si las prorratas de cada línea se calculan usando sólo las 144 condiciones de operación con mayor flujo (el decil 1), las 288 condiciones de operación con mayor flujo (el decil 2) y así sucesivamente hasta la columna 10, que es equivalente a la columna 3 del cuadro 3 y aparece en cursiva. Como se aprecia, la variación de los pagos es muy pequeña. El cuadro 6(b) indica que los pagos también serían muy similares si se utilizara el criterio del flujo máximo, independientemente del porcentaje del flujo máximo que se elija.

Sin embargo, la aparente estabilidad esconde que el pago de peajes de algunas centrales varía fuertemente, dependiendo de qué percentil se elija. El cuadro 7 muestra los pagos de seis centrales. Se puede apreciar que los peajes de El Toro Nehuenco o Nueva Renca varían muy poco, pero no

²⁰Este método determina las áreas de influencia de acuerdo con lo dispuesto por la Resolución N° 52 de 2001 del Ministerio de Economía. Es importante notar que la Resolución ha sido impugnada por Endesa y Guacolda.

así los de Canutillar, Colbún, o Guacolda. Considérese el caso de Canutillar. Si, como se hizo para computar la columna 3 del cuadro 3, se usan las 1.440 hidrologías para computar su prorrata, le hubiera correspondido pagar un peaje de US\$ 7,54 millones. Por contraste, si para calcular las prorratas se ocupan únicamente las 144 condiciones de operación con mayores flujos, el peaje de Canutillar caería casi 30% a US\$5,45 millones. Por contraste, la central Colbún hubiera pagado más si se hubieran considerado sólo las 144 condiciones de operación con mayores flujos: US\$ 4,48 millones contra. US\$3,08. Por último, la variación del peaje de la central Guacolda también es importante: US\$ 1 millón contra. US\$3,15. Nótese que variaciones de US\$ 1 o US\$ 2 millones son considerables como porcentaje de la inversión en centrales, toda vez que se tratan de pagos anuales.

Si bien gran parte de estas variaciones se cancelan a nivel de grupos, las decisiones de localización se toman a nivel de cada central. En vista que el criterio de corte generalmente se determina por reglamento, esto sugiere que las señales de localización del método GGDF se determinarán discrecionalmente sin que sean eficientes. En segundo lugar, nótese que la variabilidad de los peajes de cada central implica que asume más riesgo una empresa pequeña y, por lo tanto, favorece la concentración del sector de generación.

6. Conclusiones

Al comenzar indicamos que este trabajo tenía fines inmediatos y permanentes. El fin inmediato era determinar qué consecuencias distributivas tendría la ley corta según la regla que se adopte para fijar peajes. El fin permanente, evaluar qué tan sensibles son los pagos de peajes a los supuestos y parámetros específicos de cada regla. Para concluir sintetizamos lo que se puede concluir en ambas dimensiones.

Cualquier regla de asignación de las propuestas hasta el momento en las sucesivas versiones de la Ley Corta implica redistribuir peajes desde Endesa hacia el resto de los generadores y, en el caso de CNE1, también clientes. Sin embargo, la magnitud de la redistribución de peajes depende crucialmente de qué fracción del “uso” del sistema se le atribuya a los retiros. En efecto, si el uso del sistema se determina por inyecciones de centrales con los factores GGDF, Endesa en 2002 hubiera pagado US\$8,55 millones menos (US\$53,31 millones en vez de US\$61,86 millones). Por otro lado, si el uso del sistema se hubiera determinado por los retiros con el método de los GLDF, los peajes de Endesa hubieran caído en más de US\$26 millones (desde US\$61,86 millones a US\$35,53 millones) y el más perjudicado hubiera sido el grupo Gener, cuyo pago hubiera aumentado desde US\$7,82 millones a US\$28,67 millones, cuatro veces más que bajo los contratos actuales; en tanto que Colbún y el resto de los generadores hubieran pagado más o menos lo mismo que si el uso se hubiera asignado por inyecciones.

Más generalmente, la distribución de peajes determinada por cada regla de asignación depende de a lo menos de tres parámetros. (i) el porcentaje de las condiciones de operación que se ocupa para calcular las prorratas; (ii) el umbral de corte; (iii) la ponderación que se le asigne a los

retiros y las inyecciones. Como lo sugiere el tercer método propuesto por la CNE (CNE3), quien esté encargado de fijar el valor de los parámetros necesarios para materializar el método tendría amplios grados de libertad. Por eso, el valor de los parámetros es parte central y no accesoria de la regulación de transmisión. Si estos parámetros no se fijan transparentemente, la autoridad que reciba el poder de fijarlos podrá, en principio, distribuir los peajes entre distintos agentes casi de cualquier manera. Nuestros ejercicios también sugieren que el peaje de algunas centrales puede variar considerablemente dependiendo del nivel en que se fijen los tres parámetros. Esto implica que el costo de desarrollar proyectos intensivos en transmisión no será determinado por el método sino por el nivel de los parámetros. Así, un mismo método puede dar señales de localización muy distintas.

Esta indeterminación permite poner en perspectiva el rol que pueden determinar los factores GGDF y GLDF en la regulación de peajes. La indeterminación indica que, seguramente, estos métodos permiten seleccionar parámetros que inducen pagos de peajes económicamente sensatos y dan señales económicas apropiadas.. Pero, es importante notarlo, el marco conceptual que determina lo que es “económicamente apropiado” es anterior a los métodos GGDF o GLDF y debe definirse antes de fijar los parámetros específicos. En otras palabras, estos métodos pueden ser apropiados para prorratar los peajes de una línea determinada, pero sólo si antes se ha decidido quién debiera pagarlos de acuerdo con la lógica económica del problema. Por el contrario, son inadecuados para seleccionar, entre todos los agentes que participan del sistema, quién debe pagar una línea determinada.

Por último, nuestros ejercicios sugieren que el pago de peajes de grupos de empresas tiende a ser menos variable que el de centrales individuales. Por eso, los métodos de fijación de peajes que se han propuesto podrían estimular aún más la concentración de la generación. En alguna medida, el tamaño da seguridad.

Referencias

- [1] CDEC-SIC (2003). *Informe de peajes, enero 2003*. Santiago: CDEC-SIC.
- [2] Comisión Nacional de Energía (2001). “Informe técnico definitivo: fijación de precios de nudo, Sistema Interconectado Central (SIC), octubre 2001”. Santiago: Comisión Nacional de Energía.
- [3] Comisión Nacional de Energía (2002). “Propuesta del Ejecutivo, Sistema Transmisión Troncal SIC”.
- [4] Comisión Nacional de Energía (2003). “Propuesta de asignación de pagos de peajes en sistema troncal”, Documento de Trabajo. Santiago: Comisión Nacional de Energía.
- [5] Díaz, C., A. Galetovic y R. Soto (2000). “La crisis eléctrica de 1998-1999: causas, consecuencias y lecciones”, *Estudios Públicos* **80**, 149-152.
- [6] Galetovic, A., J.C. Olmedo y H. Soto (2002). “¿Qué tan probable es una crisis eléctrica?,” *Estudios Públicos* **87**, 175-212.
- [7] Ng, W. (1981). “Generalized Generation Distribution Factors for Power System Security Evaluations”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and System*, Vol. PAS-100, N° 3, 1001-1005.
- [8] Rudnick, H., R. Palma y J. Fernández (1995). “Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access”, *IEEE Transactions on Power Systems* **10**, 1125-1142.
- [9] Transelec (2001). “Memoria Anual ”. Santiago: Transelec.
- [10] Transelec (2002). “Memoria Anual ”. Santiago: Transelec.

Apéndice

A. Pago de peajes en 2001

El cuadro 1 muestra los ingresos de Transelec en 2001. La memoria de Transelec detalla los montos que recibió de cada empresa generadora (parte superior del cuadro) y también los montos que recibió por cada categoría de ingresos—peajes básicos, adicionales, ingresos tarifarios y otros arriendos—(parte inferior del cuadro). Sin embargo, no descompone los pagos de cada grupo de generadores en estas cuatro categorías de ingreso, dato que necesitamos para estimar cuánto paga cada empresa actualmente por usar el sistema troncal.

Colbún y Gener nos entregaron el monto que pagaron en cada categoría durante 2001, y que aparece en el cuadro 2. Para descomponer el pago de Endesa y de otros generadores, resolvimos el sistema de ecuaciones compuesto por: (i) cuatro ecuaciones que descomponen los pagos totales de, respectivamente Endesa (E), Gener (G), Colbún (C), y otros generadores (O):

$$PB_i + PA_i + IT_i + A_i = PT_i,$$

donde PB denota “peaje básico”, PA “peaje adicional”, IT “ingreso tarifario”, A “arriendo”, PT “pago total”; (ii) y cuatro ecuaciones que descomponen los ingresos (I) que recibe Transelec (T) en cada categoría—peajes básicos, adicionales, ingresos tarifarios y otros arriendos—

$$PB_E + PB_G + PB_C + PB_O = IPB_T,$$

$$PA_E + PA_G + PA_C + PA_O = IPA_T,$$

$$IT_E + IT_G + IT_C + IT_O = IIT_T,$$

$$A_E + A_G + A_C + A_O = IA_T.$$

Sin embargo, la información con que contamos nos deja con más incógnitas que ecuaciones. Para completar el sistema de ecuaciones suponemos lo siguiente:

Supuesto A.1. *Endesa no pagó “otros arriendos”. Luego, por diferencia, los “otros arriendos” fueron pagados por los otros generadores.*

Supuesto A.2. *Se supone que los otros generadores pagan el 4,59% de los ingresos tarifarios totales (US\$1.431 millones), la misma participación que tienen en los ingresos totales de Transelec.*

El resultado de los cálculos es el cuadro 2a.

B. Una breve introducción a los factores de distribución

Los factores de distribución GGDF y GLDF son descomposiciones “contables” de los flujos de potencia en las líneas del sistema que, sin embargo, se deducen de propiedades eléctricas y tienen algunas propiedades deseables. Ambos se deducen de los factores de distribución de desplazamiento de la generación o GSDF (del inglés *generation shift distribution factor*). En este apéndice mostramos el origen de los factores GSDF y su relación con los factores GGDF y GLDF.

B.1. Factores de distribución de desplazamiento de la generación (GSDF)

El punto de partida de los factores GSDF es un *análisis de sensibilidad* de una red eléctrica. Este análisis consiste en examinar cómo cambian los flujos de potencia en cada línea de la red eléctrica analizada si la generación en el nudo g , G_g , aumenta en ΔG_g , y este aumento se compensa disminuyendo en $\Delta G_R = -\Delta G_g$ la generación en un nudo de referencia R^{21} . Se puede demostrar que la variación del flujo de potencia en la línea $\ell \rightarrow k$ que une los nodos ℓ y k , que denotamos por $\Delta P_{\ell \rightarrow k}$ es igual a

$$\Delta P_{\ell \rightarrow k} = A_{\ell \rightarrow k}^g \Delta G_g, \tag{B.1}$$

²¹A diferencia del modelo que desarrollamos en la sección 3, supondremos que en cada barra se instala a lo más un generador. Por lo tanto, basta con nombrar al generador g y no es necesario denotar separadamente la barra donde inyecta.

donde $A_{\ell \rightarrow k}^g$ es una constante de proporcionalidad o *factor GSDF* para la línea $\ell \rightarrow k$ asociado al generador g . Por definición, este ejercicio supone $\Delta G_g + \Delta G_R = 0$. Nótese que la expresión anterior deja en claro por qué los factores GSDF dependen de la barra de referencia que se defina. La razón es que los flujos de potencia en cada una de las líneas cambian según la barra que se elija para compensar las variaciones arbitrarias de generación ΔG_g . A modo de ejemplo, si la barra de referencia es g , los flujos del sistema no se ven alterados y por definición $A_{\ell \rightarrow k}^g = 0$ para toda línea $\ell \rightarrow k$.

La ecuación (B.1) es lineal ΔG_g y esto permite usar el *principio de la superposición* para evaluar el efecto de variaciones arbitrarias de generación. En efecto, sujeto a la restricción que la carga total del sistema permanezca constante (vale decir $\sum_g G_g = \sum_i L_i = \text{constante}$, donde g e i suman sobre todos los generadores g y consumos i) la aplicación del principio de superposición permite expresar la variación de flujo por una línea $\ell \rightarrow k$ como

$$\Delta P_{\ell \rightarrow k} = \sum_p A_{\ell \rightarrow k}^p \Delta G_p.$$

Vale decir, los cambios totales del flujo de potencia en la línea $\ell \rightarrow k$ debidos a una combinación arbitraria de cambios de generación ΔG_p (compensada en cada caso por una variación de signo contrario en el nodo de referencia R) se puede descomponer en la suma simple de términos como los que aparecen en la ecuación (B.1). A continuación derivamos los factores $A_{\ell \rightarrow k}^g$.

Derivación de los factores GSDF Un sistema eléctrico operando en estado estacionario se puede representar con un modelo lineal simplificado que relaciona los ángulos de las tensiones en cada uno de los nodos con la potencia inyectada o retirada en cada uno de ellos²². Sea θ_i el ángulo del voltaje de la barra i y \mathbf{B}' la matriz de admitancia nodal del modelo lineal $P-\theta$ ²³. En este modelo, denominado “de flujo DC”, se cumple que

$$\mathbf{P}_{\text{Neto}} = \mathbf{B}'\Theta, \quad (\text{B.2})$$

donde \mathbf{P}_{Neto} es el vector-columna de las potencias netas inyectadas en cada nodo del sistema y Θ es el vector-columna de ángulos de voltaje. Para la línea que une los nodos ℓ y k se cumple que cualquier variación del flujo de potencia se puede expresar como

$$P_{\ell \rightarrow k} = \frac{\theta_\ell - \theta_k}{x_{\ell \rightarrow k}} \quad (\text{B.3})$$

donde θ_ℓ es el ángulo de fase del voltaje en el nodo ℓ , similarmente para θ_k ; y $x_{\ell \rightarrow k}$ es la reactancia-serie de la línea $\ell \rightarrow k$ ²⁴.

Ahora bien, los elementos de la matriz de admitancia nodal \mathbf{B}' corresponden a los valores inversos de la reactancia-series de las líneas del sistema. Por eso, los flujos por cada línea se pueden representar en función de las potencias netas inyectadas en cada uno de los nodos. De esta forma, la ecuación (B.2) puede expresarse como

$$\Theta = \mathbf{X}\mathbf{P}_{\text{Neto}}, \quad (\text{B.4})$$

donde \mathbf{X} es la matriz de reactancia del sistema. La matriz de reactancia es igual a la inversa de la matriz de admitancia nodal una vez que a ésta se le sustrae la fila y la columna que corresponde a la barra de referencia.

Estamos listos para deducir los factores GSDF, que dan cuenta de la *variación* del flujo de una línea producto de la variación de la inyección neta en un nodo. De la ecuación (B.1), suponiendo una aproximación infinitesimal se tiene:

$$A_{\ell \rightarrow k}^g = \frac{\partial P_{\ell \rightarrow k}}{\partial G_g} = \frac{\partial P_{\ell \rightarrow k}}{\partial P_{\text{Neto}}^g}, \quad (\text{B.5})$$

donde la derivada es parcial porque la variación de la generación ocurre en un nodo arbitrario g . Nótese la segunda igualdad: ésta se debe a que una variación de la generación en el nodo g es equivalente a una variación de la potencia neta inyectada en el nodo g .

²²En un sistema eléctrico de corriente alterna, los voltajes en cada uno de los nodos eléctricos se representan por un módulo y un ángulo de desfase respecto a un nodo de referencia, cuyo ángulo es, por definición, cero.

²³La *matriz de admitancia nodal* contiene los parámetros que caracterizan a la red de transmisión del sistema y su conectividad. El orden de la matriz es $n \times n$, donde n es el número de nodos del sistema.

²⁴La *reactancia-serie* representa el efecto de inducción electromagnética de una línea por la que circula corriente alterna.

Ahora bien, sabemos de la expresión (B.3) que

$$\frac{\partial P_{\ell \rightarrow k}}{\partial G_g} = \frac{\partial[\frac{1}{x_{\ell \rightarrow k}}(\theta_\ell - \theta_k)]}{\partial G_g}.$$

Por otro lado, usando la expresión de flujo de potencia activa por una línea del modelo de flujo de potencia en continua en (B.2) y de la relación (B.4), se obtiene que

$$\frac{\partial[\frac{1}{x_{\ell \rightarrow k}}(\theta_\ell - \theta_k)]}{\partial G_g} = \frac{1}{x_{\ell \rightarrow k}} \frac{\partial[(\theta_\ell - \theta_k)]}{\partial G_g} = \frac{X_{\ell g} - X_{kg}}{x_{\ell \rightarrow k}}.$$

Por lo tanto, la expresión (B.5) puede ser transformada en

$$A_{\ell \rightarrow k}^g = \frac{\partial[\frac{1}{x_{\ell \rightarrow k}}(\theta_\ell - \theta_k)]}{\partial G_g} = \frac{X_{\ell g} - X_{kg}}{x_{\ell \rightarrow k}}, \quad (\text{B.6})$$

donde $X_{\ell g}$, X_{kg} son elementos de la matriz de reactancias \mathbf{X} y $x_{\ell \rightarrow k}$ es la reactancia de la línea $\ell \rightarrow k$.

Discusión Los tres términos en la expresión (B.6), $X_{\ell g}$, X_{kg} y $x_{\ell \rightarrow k}$, son parámetros que dependen únicamente de las características físicas de la red, no de las condiciones de operación. Por lo tanto, los factores GSDF de una red real pueden calcularse sin mayores dificultades, pues no dependen del despacho de las unidades de generación conectadas sistema. Al mismo tiempo, la matriz de reactancias cambia si se altera la topología del sistema o se agregan nuevas líneas.

En segundo lugar, nótese que los factores GSDF, se definen como factores de participación marginal. Como se vio, una propiedad fundamental de estos factores, es la dependencia de la barra de referencia del sistema. Esto es consecuencia directa de la definición de los factores GSDF y de la modificación de la matriz de reactancia \mathbf{X} en función de la barra de referencia elegida. En la medida que la barra de referencia del sistema sea conocida, los factores GSDF son independientes de la condición de operación del sistema. Esta propiedad ofrece grandes ventajas en la aplicación de estos factores en un contexto de simulación.

B.2. Factores generalizados de distribución de generación (GGDF)

Los factores GGDF suponen variaciones totales de generación-flujo, no incrementales como los GSDF. Se definen como

$$P_{\ell \rightarrow k} = \sum_p D_{\ell \rightarrow k}^p G_p, \quad (\text{B.7})$$

donde $D_{\ell \rightarrow k}^p$ es el factor GGDF de la línea $\ell \rightarrow k$ asociado al generador g .

Deducción de los factores GGDF: su relación con los factores GSDF A partir de la ecuación (B.7) supóngase un generador g que incrementa su generación en ΔG_g , variación que es compensada por una de la misma magnitud, pero de signo contrario, en el nudo de referencia arbitrario R , con $R \neq g$. Por definición, el nuevo flujo por una línea $\ell \rightarrow k$ es igual a

$$P'_{\ell \rightarrow k} = \sum_p D_{\ell \rightarrow k}^p G_p + D_{\ell \rightarrow k}^g \Delta G_g - D_{\ell \rightarrow k}^R \Delta G_g, \quad (\text{B.8})$$

donde p suma sobre todos los generadores; $P'_{\ell \rightarrow k}$ es el flujo modificado en línea $\ell \rightarrow k$ y G_p es la generación total en el nodo p antes de la perturbación; la suma incluye al generador de referencia. Restándole (B.7) a (B.8) obtenemos

$$\Delta P_{\ell \rightarrow k} \equiv P'_{\ell \rightarrow k} - P_{\ell \rightarrow k} = (D_{\ell \rightarrow k}^g - D_{\ell \rightarrow k}^R) \Delta G_g, \quad (\text{B.9})$$

ecuación que relaciona los factores generalizados de distribución GGDF con variaciones de flujo en una línea. Pero de la sección anterior sabemos que $\Delta P_{\ell \rightarrow k} \equiv A_{\ell \rightarrow k}^g \Delta G_g$. Por lo tanto,

$$D_{\ell \rightarrow k}^g - D_{\ell \rightarrow k}^R \equiv A_{\ell \rightarrow k}^g. \quad (\text{B.10})$$

De esta forma, para obtener el factor GGDF del nodo g basta con conocer su factor GSDF y sumarle el factor GGDF de la barra de referencia, $D_{\ell \rightarrow k}^R$.

Cálculo del factor GGDF de la barra de referencia En aplicaciones prácticas como la que usamos en este trabajo para estimar los peajes del SIC es necesario calcular numéricamente los factores GGDF de cada barra. A continuación deducimos una relación que expresa los factores $D_{\ell \rightarrow k}^R$ de la barra de referencia R en función de variables observables del sistema. Una vez calculados estos factores y habiendo hecho lo propio con los factores GSDF, la relación (B.10) permite obtener *todos* los factores GGDF del sistema.

Para deducir el factor $D_{\ell \rightarrow k}^R$ simularemos variaciones de generación de cada uno de los generadores del sistema iguales a toda su generación, vale decir, para todo generador p (con $p \neq R$), $\Delta G_p = -G_p$; compensada exactamente por variaciones de signo contrario en la barra de referencia R , vale decir $\Delta G_R = -\sum_p G_p$ (en otras palabras, la generación de cada nodo distinto al de referencia cae a cero después del desplazamiento de generación). De las ecuaciones (B.9) y (B.10) se tiene

$$P'_{\ell \rightarrow k} - P_{\ell \rightarrow k} = \sum_{p \neq R} A_{\ell \rightarrow k}^p \Delta G_p = - \sum_{p \neq R} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p, \quad (\text{B.11})$$

donde p suma sobre todos los generadores excluido el de referencia R . Por otra parte, de la ecuación (B.8) se tiene que

$$P'_{\ell \rightarrow k} = \sum_{p \neq R} D_{\ell \rightarrow k}^p G'_p + D_{\ell \rightarrow k}^R G'_R$$

donde p suma sobre todos los generadores excluida la barra de referencia, G'_p es la generación final del generador p y G'_R generación final en la barra de referencia R . Este desplazamiento de generación obliga a que la generación final en cada uno de los generadores, excluido el de referencia, sea cero porque, recuérdese, $\Delta G_p = -G_p$. Por lo tanto se sigue que

$$P'_{\ell \rightarrow k} = D_{\ell \rightarrow k}^R G'_R; \quad (\text{B.12})$$

es decir, después del desplazamiento, toda la generación del sistema queda concentrada en la barra de referencia R :

$$G'_R = \sum_p G_p, \quad (\text{B.13})$$

donde p suma sobre todos los generadores incluido el de referencia R . Sustituyendo las ecuaciones (B.12) y (B.13) en la ecuación (B.11) y reagrupando términos, se obtiene la siguiente expresión para el factor de distribución generalizado de la barra de referencia del sistema:

$$D_{\ell \rightarrow k}^R = \frac{P_{\ell \rightarrow k} - \sum_{p \neq R} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p}{\sum_p G_p}. \quad (\text{B.14})$$

De esta forma, si se conocen las generaciones G_p en cada nodo y los flujos de potencia $P_{\ell \rightarrow k}$ asociados (por ejemplo, aquellos que se obtienen de un modelo de simulación como el Omsic), el cálculo de los GGDF de la barra de referencia es directo. Así, en combinación con los factores GSDF calculados en la sección anterior, se obtiene cada uno de los factores GGDF del sistema.

Discusión Como se aprecia de la expresión (B.14), una ventaja de los factores GGDF es que son independientes de la barra de referencia. Asimismo, los factores GGDF tienen varias propiedades que deducimos en el apéndice C.

B.3. Factores generalizados de distribución de carga (GLDF)

La deducción de los factores GLDF es análoga a la de los factores GGDF. Los factores GLDF también se distinguen de los factores GSDF porque suponen variaciones totales de flujos, no incrementales. Se definen como

$$P_{\ell \rightarrow k} = \sum_c E_{\ell \rightarrow k}^c L_c, \quad (\text{B.15})$$

donde L_c es la carga total en la barra c y $E_{\ell \rightarrow k}^c$ el factor GLDF del consumo o carga c para la línea $\ell \rightarrow k$.

Deducción de los factores GLDF: su relación con los factores GSDF A partir de la ecuación (B.15) supóngase un consumo c que incrementa su carga en ΔL_c , variación compensada por un consumo en la barra de referencia R

($R \neq c$). Por definición, el nuevo flujo por la línea $\ell \rightarrow k$ es

$$P'_{\ell \rightarrow k} = \sum_p E_{\ell \rightarrow k}^p L_p + E_{\ell \rightarrow k}^c \Delta L_c - E_{\ell \rightarrow k}^R \Delta L_c, \quad (\text{B.16})$$

donde p suma sobre todas las cargas, $P'_{\ell \rightarrow k}$ es el flujo modificado en línea $\ell \rightarrow k$ y L_p es la carga total en el nodo p antes de la perturbación; la suma incluye a la carga en el nodo de referencia. Restándole (B.15) a (B.16) se obtiene

$$\Delta P_{\ell \rightarrow k} \equiv P'_{\ell \rightarrow k} - P_{\ell \rightarrow k} = (E_{\ell \rightarrow k}^c - E_{\ell \rightarrow k}^R) \Delta L_c, \quad (\text{B.17})$$

ecuación que relaciona los factores generalizados de distribución de carga GLDF con variaciones de flujo en una línea. Pero, recordando que un aumento de carga en un nodo es equivalente a una disminución de la generación de un nodo, se sigue que $\Delta P_{\ell \rightarrow k} \equiv -A_{\ell \rightarrow k}^c \Delta L_c$. Por lo tanto,

$$E_{\ell \rightarrow k}^c - E_{\ell \rightarrow k}^R \equiv -A_{\ell \rightarrow k}^c. \quad (\text{B.18})$$

Esta es la relación entre los factores de distribución GSDF y los factores GLDF para un consumo c . De esta forma, para obtener el factor GLDF del nodo c basta con conocer su factor GSDF y sumarle el factor GLDF de la barra de referencia, $E_{\ell \rightarrow k}^R$.

Cálculo del factor GLDF de la barra de referencia Tal como en el caso de los GGDF, encontramos ahora una expresión para los factores GLDF de manera análoga. Para deducir el factor $E_{\ell \rightarrow k}^R$ simularemos variaciones de carga de cada uno de las cargas del sistema iguales a toda su carga, vale decir, para toda carga p (con $p \neq R$), $\Delta L_p = -L_p$; compensada exactamente por variaciones de signo contrario en la barra de referencia R , vale decir $\Delta L_R = -\sum_p L_p$ (en otras palabras, la carga de cada nodo distinto al de referencia cae a cero después del desplazamiento de generación). De la ecuación (B.17) se tiene ahora que

$$P'_{\ell \rightarrow k} - P_{\ell \rightarrow k} = -\sum_p -A_{\ell \rightarrow k}^p (-L_p),$$

donde p suma sobre todos los consumos excluido el de referencia R , $P_{\ell \rightarrow k}$ es el flujo en línea $\ell \rightarrow k$ antes del desplazamiento de consumo y $P'_{\ell \rightarrow k}$ es el flujo en la línea $\ell \rightarrow k$ después del desplazamiento de consumo. Por otra parte, de la ecuación (B.18) se tiene que

$$P'_{\ell \rightarrow k} = \sum_p E_{\ell \rightarrow k}^p L'_p + E_{\ell \rightarrow k}^R L'_R,$$

donde p suma sobre todos los consumos excluida la barra de referencia. L'_p es la carga final en consumo p y L'_R es la carga final en la barra de referencia R .

El desplazamiento de consumo realizado hace que la carga final en cada uno de los consumos, excluido el de referencia, sea cero. Así, la ecuación anterior se puede expresar como

$$P'_{\ell \rightarrow k} = E_{\ell \rightarrow k}^R L'_R; \quad (\text{B.19})$$

es decir, después del desplazamiento, la carga del sistema queda concentrada en la barra de referencia R :

$$L'_R = \sum_{p \neq R} L'_p, \quad (\text{B.20})$$

donde p suma sobre todos los consumos excluido el de referencia R . Sustituyendo las ecuaciones (B.19) y (B.20), y reagrupando términos, se obtiene la siguiente expresión para el factor de distribución generalizado de carga asociado a la barra de referencia:

$$E_{\ell \rightarrow k}^R = \frac{P_{\ell \rightarrow k} + \sum_{p \neq R} A_{\ell \rightarrow k}^p L_p}{\sum_q L_q}.$$

De esta forma, si se conocen los consumos L_p en el sistema y los flujos asociados, el cálculo del factor GLDF asociado a una barra de referencia es directo. Así, en combinación con los factores GSDF calculados en la sección anterior, se obtiene todos los GLDF del sistema.

Discusión Tal como ocurre con los factores GGDF, la ventaja de estos factores con respecto a los factores GSDF, es que son independientes de la barra de referencia. Las propiedades de estos factores se discuten a continuación

C. Propiedades de los factores GGDF y GLDF

En esta sección se enuncian y luego demuestran cuatro propiedades de los factores GGDF. Estas propiedades también son, en forma análoga, válidas para los factores GLDF.

Propiedad C.1. *Los factores GGDF y GLDF son independientes de la barra de referencia del sistema pero dependientes de la condición de operación del mismo.*

Primero se definirán las condiciones que implican la independencia de la barra de referencia. Considérese un factor GGDF $D_{\ell \rightarrow k}^g$ de una línea $\ell \rightarrow k$ cualquiera y de un generador g arbitrario. Supóngase como barras de referencia R_1 y R_2 (los supraíndices (1) y (2) indican cálculos resultantes de considerar las barras de referencia R_1 y R_2 , respectivamente). Obviamente, $D_{\ell \rightarrow k}^g = D_{\ell \rightarrow k}^g$ y como vimos, $D_{\ell \rightarrow k}^g = D_{\ell \rightarrow k}^R + A_{\ell \rightarrow k}^g$. Por lo tanto se debe cumplir que

$$D_{\ell \rightarrow k}^{R_1} + A_{\ell \rightarrow k}^g = D_{\ell \rightarrow k}^{R_2} + A_{\ell \rightarrow k}^g.$$

Pero por la expresión (B.14) sabemos que podemos transformar esta expresión en

$$\frac{P_{\ell \rightarrow k}^{(1)} - \sum_{p \neq R_1} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p^{(1)}}{\sum_q G_q^{(1)}} + A_{\ell \rightarrow k}^g = \frac{P_{\ell \rightarrow k}^{(2)} - \sum_{p \neq R_2} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p^{(2)}}{\sum_q G_q^{(2)}} + A_{\ell \rightarrow k}^g.$$

Pero los valores $P_{\ell \rightarrow k}$ y G_p son los mismos para una condición de operación dada, por lo que,

$$\frac{P_{\ell \rightarrow k} - \sum_{p \neq R_1} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p}{\sum_q G_q} + A_{\ell \rightarrow k}^g = \frac{P_{\ell \rightarrow k} - \sum_{p \neq R_2} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p}{\sum_q G_q} + A_{\ell \rightarrow k}^g, \quad (C.1)$$

y se sigue que

$$A_{\ell \rightarrow k}^g - \sum_q G_q \sum_{p \neq R(1)} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p = A_{\ell \rightarrow k}^g \sum_q G_q - \sum_{p \neq R(2)} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p.$$

Dado que la reactancia de línea $X_{\ell \rightarrow k}$ es única y que la fila y columna asociadas a la barra de referencia en una de una matriz de reactancia es nula, la expresión en (C.1) puede ser escrita en función de los elementos $X_{\ell g}$ y X_{kq} de la matriz de reactancia como

$$\sum_q G_q (X_{\ell g} - X_{kg} + X_{kq} - X_{\ell q})^{(1)} = \sum_q G_q (X_{\ell g} - X_{kg} + X_{kq} - X_{\ell q})^{(2)}$$

Esta condición debiera cumplirse para cualquier combinación de inyecciones G_q . De esta forma, los factores GGDF serán independientes de la barra de referencia elegida en la medida que para un valor de q cualquiera se cumpla,

$$(X_{\ell g} - X_{kg} + X_{kq} - X_{\ell q})^{(1)} = (X_{\ell g} - X_{kg} + X_{kq} - X_{\ell q})^{(2)} \quad (C.2)$$

Por otro lado, el modelo $P - \theta$ constituye un sistema de $(n - 1)$ ecuaciones linealmente independientes (donde n es el número de nodos del sistema). Independiente de la fila que se elimine para su solución, el resultado para una diferencia de fases $\theta_\ell - \theta_k$ debe ser el mismo. Por lo tanto, $(\theta_\ell - \theta_k)^{(1)} = (\theta_\ell - \theta_k)^{(2)}$ y

$$\sum_i P_i (X_{\ell i} - X_{ki})^{(1)} = \sum_i P_i (X_{\ell i} - X_{ki})^{(2)}. \quad (C.3)$$

Lo anterior se cumplirá para cualquier combinación de inyecciones netas P_i , en particular para el caso en que $P_g = 1$ y $P_q = -1$, con lo cual (C.3) queda expresada como,

$$(X_{\ell g} - X_{kg} + X_{kq} - X_{\ell q})^{(1)} = (X_{\ell g} - X_{kg} + X_{kq} - X_{\ell q})^{(2)}. \quad (C.4)$$

Comparando las ecuaciones (C.2) y (C.4) queda demostrada la independencia de la barra de referencia elegida para el cálculo de los factores GGDF.

Propiedad C.2. *Los factores GGDF y GLDF son únicos para una condición de operación dada del sistema.*

Esta propiedad implica que no existe otra combinación de factores que, dada una condición de operación, satisfaga la ecuación (B.7).

Esta propiedad es consecuencia directa de representar la operación en estado estacionario de la red con un modelo lineal. Para demostrarla por contradicción se supondrá que existen dos factores GGDF $D_{\ell \rightarrow k}^{g,1} \neq D_{\ell \rightarrow k}^{g,2}$ para una línea $\ell \rightarrow k$ y un generador g dados. Usando la ecuación (B.10),

$$D_{\ell \rightarrow k}^{R,1} + A_{\ell \rightarrow k}^{g,1} \neq D_{\ell \rightarrow k}^{R,2} + A_{\ell \rightarrow k}^{g,2}$$

Ahora bien, los factores GSDF utilizados para calcular los GGDF, resultan de la solución del sistema lineal $P - \theta$. La matriz de reactancia \mathbf{X} es única dada una barra de referencia (teorema del álgebra lineal: la inversa de una matriz no singular de $n \times n$ es única). De esta forma $A_{\ell \rightarrow k}^{g,1} = A_{\ell \rightarrow k}^{g,2} = A_{\ell \rightarrow k}^g$ y por ende utilizando la ecuación (B.14), $D_{\ell \rightarrow k}^{R,1} \neq D_{\ell \rightarrow k}^{R,2}$ y

$$\frac{P_{\ell \rightarrow k}^1 - \sum_{p \neq R} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p^1}{\sum_q G_q^1} \neq \frac{P_{\ell \rightarrow k}^2 - \sum_{p \neq R} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p^2}{\sum_q G_q^2}$$

Pero por definición los valores $P_{\ell \rightarrow k}$, G_p son los mismos para una condición de operación. Lo mismo sucede con $A_{\ell \rightarrow k}^p$ para una barra de referencia dada. Por lo tanto

$$\frac{P_{\ell \rightarrow k} - \sum_{p \neq R} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p}{\sum_q G_q} \neq \frac{P_{\ell \rightarrow k} - \sum_{p \neq R} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p}{\sum_q G_q},$$

es una contradicción. Ya se demostró la propiedad de independencia de la barra de referencia por lo que no es necesario analizar este caso.

Propiedad C.3. *Los factores GGDF y GLDF son invariantes ante escalamientos equiproporcionales de las cargas y al utilizar un flujo DC.*

En la medida que el modelo utilizado para calcular los flujos originales considerados, $P_{\ell \rightarrow k}$. se mantenga lineal (por ejemplo cuando se ignoran las pérdidas eléctricas), la validez de factores de generación GGDF calculados para una condición de operación dada puede extenderse a más de una condición de operación. Los factores GGDF poseen la característica adicional de ser invariantes frente a escalamientos equiproporcionales de los consumos. Es importante recalcar que esta validez se restringe al modelo de operación lineal que no considera pérdidas eléctricas.

Para demostrar esta característica utilizaremos la propiedad C.1, los factores GGDF son independientes de la barra de referencia. De esta forma, demostrar que los factores GGDF no varían de una condición de operación a otra, es equivalente a demostrar que los factores GGDF correspondientes a la barra de referencia no varían (ver ecuaciones [B.7] y [B.10]).

Consideremos las siguientes relaciones que cumplen los flujos originales considerados, que se discutieron en el apéndice C:

$$A_{\ell \rightarrow k}^g = \frac{X_{\ell g} - X_{kg}}{X_{\ell \rightarrow k}}$$

y

$$P_{\ell \rightarrow k} = \frac{1}{X_{\ell \rightarrow k}}(\theta_{\ell} - \theta_k),$$

donde $X_{\ell g}$, X_{kg} son elementos de la matriz de reactancia y $X_{\ell \rightarrow k}$ es la reactancia de la línea $\ell \rightarrow k$; y, como se recordará de la ecuación (B.4), $\mu = \mathbf{X} \mathbf{P}_{\text{Neto}}$. Usando estas relaciones, la ecuación (B.10) puede ser expresada como

$$\begin{aligned} D_{\ell \rightarrow k}^R &= \frac{P_{\ell \rightarrow k} - \sum_{p \neq R} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p}{\sum_q G_q} \\ &= \frac{\sum_{i=1}^n \frac{(X_{\ell i} - X_{ki})}{X_{\ell \rightarrow k}} P_{\text{Neto}}^i - \sum_{p \neq R} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p}{\sum_q G_q} \\ &= \frac{\sum_{i=1}^n \frac{(X_{\ell i} - X_{ki})}{X_{\ell \rightarrow k}} P_{\text{Neto}}^i - \sum_{p \neq R} \frac{(X_{\ell p} - X_{kp})}{X_{\ell \rightarrow k}} G_p}{\sum_q G_q}. \end{aligned}$$

Ahora bien, restar las sumatorias del numerador es equivalente a restar el aporte de generación G_q de la potencia neta inyectada P_{Neto}^i . En consecuencia, el factor de distribución asociado a cada barra queda ponderado por el consumo neto PC_i de la forma,

$$D_{\ell \rightarrow k}^R = \frac{\sum_{i=1}^n (X_{li} - X_{ki}) PC_i}{X_{\ell \rightarrow k} \sum_q G_q}. \quad (\text{C.5})$$

Una consecuencia importante de esta ecuación es que el factor calculado no depende del despacho de las unidades generadoras y el valor es el mismo en la medida que el cociente $PC_i / \sum_q G_q$ sea el mismo para todo i .

Supongamos ahora un escalamiento equiproporcional en un factor λ de cada uno de los consumos en los nodos $PC'_i = \lambda PC_i$. Debido a que no consideramos pérdidas, se cumplirá que la generación total del sistema aumenta en el mismo factor, es decir, $\sum_q G'_q = \lambda \sum_q G_q$. Reemplazando este resultado en la ecuación (C.5) se tiene

$$D_{\ell \rightarrow k}^R = \frac{\sum_{i=1}^n (X_{li} - X_{ki}) PC'_i}{X_{\ell \rightarrow k} \sum_q G'_q} = \frac{\sum_{i=1}^n (X_{li} - X_{ki}) \lambda PC_i}{X_{\ell \rightarrow k} \lambda \sum_q G_q} = D_{\ell \rightarrow k}^R. \quad (\text{C.6})$$

En conclusión, los factores GGDF son invariantes frente a escalamientos parejos en los niveles de carga.

Propiedad C.4. *Los factores GGDF y GLDF no condicionan los datos de entrada de la condición de operación base.*

Los factores GGDF establecen, para una distribución de cargas dada, una relación lineal entre las potencias inyectadas y el flujo en cada línea.

Se desea demostrar que la expresión (C.6) se cumple, independientemente de los datos de entrada que se elijan. Como datos de entrada se consideran la matriz de factores GSDF, los flujos de potencia en las líneas de transmisión $P_{\ell \rightarrow k}$ y las inyecciones de generación G_q . Suponiendo un conjunto de datos de entrada y con ayuda de las equivalencias desarrolladas anteriormente, la expresión (C.6) puede ser escrita como

$$\begin{aligned} P_{\ell \rightarrow k} &= D_{\ell \rightarrow k}^R G_R + \sum_{p \neq R} (D_{\ell \rightarrow k}^R + A_{\ell \rightarrow k}^p) G_p \\ &= D_{\ell \rightarrow k}^R \sum_q G_q + \sum_{p \neq R} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p \\ &= \frac{P_{\ell \rightarrow k} - \sum_{p \neq R} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p}{\sum_q G_q} \sum_q G_q + \sum_{p \neq R} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p \\ &= P_{\ell \rightarrow k} - \sum_{p \neq R} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p + \sum_{p \neq R} A_{\ell \rightarrow k}^p G_p. \end{aligned}$$

En el conjunto de equivalencias utilizadas en la expresión anterior no se hizo uso de ninguna relación especial existente entre los datos de entrada de factores GSDF, $P_{\ell \rightarrow k}$ y G_q . La importancia de esta propiedad es que posibilita el uso de cualquier conjunto de datos, siendo innecesario utilizar los resultantes del modelo de despacho. Por ejemplo pueden utilizarse resultados de flujos de potencia en alterna, mediciones reales, despachos económicos que incluyen modelación de pérdidas, y así.

Cuadro 1
Ingresos de Transelec, año 2001
(en millones de dólares)

Fuente de los ingresos	Ingresos	%
<i>Por empresa generadora</i>		
Colbún	9,12	6,64
Endesa	114,46	83,31
Gener	7,50	5,46
Otros	6,31	4,59
Total	137,39	100
<i>Por categoría de ingreso</i>		
Peaje básico	73,27	53,3
Peaje adicionales	28,30	20,6
Ingresos tarifarios	31,19	22,7
Otros arriendos	4,67	3,4
Total	137,39	100

Fuente: Transelec (2001)

Cuadro 2a
Estimación de pagos por grupo generador, año 2001
(en millones de dólares)

	(1) Peaje básico	(2) Peaje adicional	(3) Ingresos tarifarios	(4) Arriendos	(5) Total
Colbún	4,35	4,10	0,67	-	9,12
Endesa	63,98	22,42	28,06	-	114,46
Gener	4,70	1,78	1,03	-	7,50
Otros	0,20	-	1,43	4,67	6,31
Total	73,23	28,30	31,19	4,67	137,39

Fuente: La fuente de los pagos de Colbún y Gener son las propias compañías. El resto se calculó con datos de Transelec (2001) y el método y los supuestos explicados en el apéndice A.

Nota: Los ingresos tarifarios son aquellos que aparecen en la memoria de Transelec (2001) y no incluyen las reliquidaciones posteriores.

Cuadro 2b
Estimación de pagos por sistema troncal
por grupo generador, año 2002
(en millones de dólares)

	(1) Peaje básico total	(2) Peaje adicional troncal	(3) Peajes básicos no troncal	(4) Pagos por troncal (2001)	(5) Prorrata	(6) <i>Pagos por troncal (2002)</i>
Colbún	4,35	1,35	-	5,70	11,34%	8,95
Endesa	63,98	-	24,59	39,39	78,35%	61,86
Gener	4,70	0,47	0,19	4,98	9,91%	7,82
Otros	0,20	-	-	0,20	0,4%	0,32
Total	73,23	1,82	24,59	50,27	100%	78,95

Notas: La *columna 1* corresponde a la columna 1 del cuadro 2a.

La *columna 2* son los peajes adicionales atribuibles a líneas que forman parte del troncal. Sólo teníamos información para Colbún y Gener y por eso suponemos que Endesa no pagó peajes adicionales por líneas del sistema troncal en 2001. Nótese que este supuesto tiende a disminuir la prorrata de Endesa.

La *columna 3* incluye los peajes básicos pagados por líneas que no forman parte del troncal. En su gran mayoría se trata de líneas de inyección declaradas por Endesa. Para calcular la prorrata de Endesa en el sistema troncal en 2001 hemos supuesto que ninguna línea de inyección de Endesa forma parte del sistema troncal. Este supuesto también tiende a disminuir la prorrata de Endesa.

La *columna 4* estima los pagos por líneas del troncal en 2001 según los contratos vigentes entre generadores y Transelec en 2001. Es igual a (1) + (2) – (3).

La *columna 5* es la prorrata que le correspondió a cada grupo de generadores en 2001, según los peajes de la columna 4.

Finalmente, la *columna 6* reparte los peajes por el sistema troncal estimados para 2002 (78,95 millones de dólares) de acuerdo con las prorratas de la columna 5. La columna 6 se traspasa a la columna 1 del cuadro 3.

Nótese que la columna 6 aparece *en cursiva*. Con esto señalamos que la columna será traspasada al cuadro 3.

Cuadro 3
Pagos de peaje, año 2002
Sujeto de pago: grupos generadores
(en millones de dólares)

	(1) Pagos según contratos	(2) GGDF 100-0	(3) GLDF 0-100	(4) CNE 1 50-50 (05/2002)	(5) CNE 2 50-50 (12/2002)	(6) CNE 3 (01/2003)	(7) Método CDEC
Colbún	8,95	9,94	7,89	4,97	8,91	9,70	4,54
Endesa	61,86	53,31	35,53	26,65	44,42	42,25	53,19
Gener	7,82	7,72	28,67	3,86	18,20	18,05	12,49
Otros	0,32	7,99	6,87	3,99	7,43	8,96	8,73
Total peajes	78,95	78,95	78,95	39,47	78,95	78,95	78,95
IT	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81
AVNR + COyM	83,76	83,76	83,76	83,76	83,76	83,76	83,76

Notas: la *columna 1* corresponde a la columna 6 del cuadro 2b. La fuente del total de peajes (US\$78,95 millones), los ingresos tarifarios o IT (US\$4,81 millones) y el AVNR + COyM (US\$83,76 millones) es el CDEC-SIC (2003) (véase también el cuadro A2 en el apéndice.) Es importante notar que los ingresos tarifarios estimados por el CDEC-SIC (2003) son menores que los ingresos reales verificados durante la operación real del sistema en 2002. En el caso del troncal, éstos ascendieron a US\$14,5.

La *columna 2* reporta la estimación del pago de peajes de cada grupo de generadores si éstos se calculan con el método de GGDF considerando las 1.440 condiciones de operación. Para cada central se calcula el peaje que le corresponde pagar por cada línea del troncal; la suma es el pago de peaje de la central. Luego se suman los pagos de las centrales de cada grupo y el resultado es la columna 2. A la columna le llamamos 100-0 porque el 100% de los peajes se asigna por inyecciones.

La *columna 3* reporta la estimación del pago de peajes de grupo de generadores si éstos se calculan con el método de GLDF considerando las 1.440 condiciones de operación. Para cada carga se calcula el pago de peajes que le corresponde pagar por cada línea del troncal; la suma es el peaje que el generador con contrato debe pagar por cuenta de su cliente. Le llamamos 0-100 porque el 100% de los peajes se asigna por retiros. Sin embargo, el sujeto de pago es el generador que tiene contrato con la carga. La fuente de la información de contratos, que permite asignar cada carga a un grupo generador, es AES-Gener S.A..

La *columna 4* muestra el pago de peajes que le hubiera correspondido pagar a grupo de generadores según el proyecto de ley corta enviado al Congreso en mayo de 2002 y es equivalente al 50% de la columna 2. Según este proyecto, el 50% de los peajes de cada línea se asignaría por inyecciones y el 50% restante por retiros, de ahí la designación 50-50. El sujeto de pago de los retiros, sin embargo, serían los clientes no las empresas generadoras.

La *columna 5* indica el pago de peajes según la indicación enviada al Congreso en diciembre de 2002 y es equivalente al promedio simple de las columnas 2 y 3. Tal como en el caso anterior, el 50% de los peajes de cada línea se asignaría por inyecciones y el 50% restante por retiros. Sin embargo, el sujeto de pago de los retiros son los generadores, no los clientes.

Cuadro 4
Distribución de peajes año 2002
con el método CNE de enero de 2003 (CNE3)
(en millones de dólares)

	(1)	(2)	(3)
	Inyecciones	Retiros	Total
Colbún	6,25	3,45	9,70
Endesa	29,97	12,28	42,25
Gener	5,15	12,90	18,05
Otros	5,10	3,85	8,96
Total	46,47	32,48	78,95
	58,86%	41,14%	

Nota: este cuadro desglosa la columna 6 del cuadro 3.

Cuadro 5
Distribución de peajes
de acuerdo al informe de peajes del CDEC-SIC, 2002
(en millones de dólares)

	(1)	(2)	(3)
	Peaje básico	Peaje adicional	Total
Colbún	3,54	1,00	4,54
Endesa	52,92	0,27	53,19
Gener	8,92	3,57	12,49
Otros	6,47	2,26	8,73
Total	71,85	7,10	78,95
	91,01%	8,99%	100%

Notas: este cuadro desglosa la columna 7 del cuadro 3. Los peajes se calcularon aplicando la Resolución Ministerial N° 52 de 2002 del Ministerio de Economía. Es importante notar que esta resolución fue impugnado por Endesa y Guacolda.

Cuadro 6 (a)
Pagos por grupo empresarial
Método GGDF, criterio de los percentiles
(en millones de dólares)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Colbún	11,24	10,97	10,81	10,50	10,44	10,28	10,16	10,08	9,95	9,94
Endesa	54,76	54,76	54,65	54,51	54,46	54,37	54,12	54,00	53,83	53,31
Gener	6,10	6,18	6,31	6,63	6,62	6,81	7,12	7,18	7,30	7,72
Otros	6,85	7,04	7,18	7,30	7,44	7,50	7,55	7,69	7,87	7,99
Total	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95

Nota: “1” indica que para calcular las prorratas se consideraron sólo el 10% de los flujos mayores (144 condiciones de operación).

Cuadro 6 (b)
Pagos por grupo empresarial
Criterio de los porcentajes del flujo máximo
(en millones de dólares)

	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	0%
Colbún	10,90	11,19	10,84	10,90	10,66	10,47	10,27	10,18	10,08	9,94
Endesa	54,79	55,13	55,30	54,79	54,59	54,45	54,34	53,81	53,65	53,31
Gener	6,23	6,22	6,08	6,23	6,55	6,60	6,81	7,16	7,25	7,72
Otros	7,03	6,41	6,73	7,03	7,15	7,43	7,54	7,80	7,96	7,99
Total	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95

Nota: “90%” indica que para calcular las prorratas se consideraron sólo aquellos flujos mayores o iguales que el 90% del flujo máximo de la línea. 0% incluye las 1.440 condiciones de operación.

Cuadro 6 (c)
Pagos por retiros
Método de los GLDF, criterio de los percentiles
(en millones de dólares)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Colbún	8,14	8,10	7,94	7,75	7,55	7,48	7,46	7,55	7,75	7,89
Endesa	34,15	34,03	34,21	34,54	34,84	35,00	35,21	35,23	35,25	35,53
Gener	28,17	28,49	28,74	29,00	29,12	29,25	29,24	29,19	29,07	28,67
Otros	8,48	8,32	8,06	7,65	7,44	7,22	7,05	6,98	6,88	6,87
Total	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95

Cuadro 7
Pagos de centrales seleccionadas
Método GGDF, criterio de los percentiles
(en millones de dólares)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Canutillar	5,45	5,56	5,96	6,48	6,89	7,21	7,48	7,57	7,53	7,54
Colbún	4,48	4,25	4,10	3,88	3,76	3,57	3,41	3,27	3,13	3,08
El Toro	10,72	10,60	10,42	10,39	10,55	10,83	11,18	11,50	11,72	11,65
Guacolda	1,00	1,12	1,38	1,84	1,84	2,12	2,52	2,63	2,84	3,15
Nehuenco	2,53	2,60	2,64	2,60	2,66	2,69	2,70	2,73	2,74	2,86
Nueva Renca	2,64	2,63	2,59	2,51	2,50	2,47	2,43	2,39	2,35	2,42
Resto	52,14	52,18	51,87	51,24	50,75	50,06	49,23	48,85	48,65	48,25
Total	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95	78,95

Cuadro A1 Empresas y grupos

Empresa	Grupo
Colbún	Colbún
Endesa	Endesa
Pangue	Endesa
Pehuenche	Endesa
San Isidro	Endesa
Energía Verde	Gener
ESSA	Gener
Gener	Gener
Guacolda 1	Gener
Aconcagua	Otros
Arauco	Otros
Capullo	Otros
Fallas	Otros
HGV	Otros
Ibener	Otros
Morros	Otros
Petropower	Otros
Pullinque	Otros
Puntilla	Otros
Puyehue	Otros
S. Andes	Otros
Canalistas del Maipo	Otros
Petropower	Otros

Cuadro A2
El sistema troncal
(según la definición de la CNE en enero de 2003)

Barra inicial	Barra final	Tensión (kV)	AVNR + COyM	Ingreso tarifario	Peaje
Jahuel	Ancoa	500	8.491,0	1.146,0	7.345,0
Jahuel	Ancoa	500	9.713,0	1.255,0	8.458,0
Maitencillo	Pan de Azúcar	220	2.496,0	-500,0	2.996,0
Maitencillo	Pan de Azúcar	220	2.496,0	-500,0	2.996,0
B. Blancos	Puerto Montt	220	1.467,0	1.263,0	204,0
Cardones	Maitencillo	220	2.245,0	-1.401,0	3.646,0
Cardones	Maitencillo	220	2.434,0	-1.401,0	3.835,0
Ancoa	Charrúa	220	5.170,5	769,5	4.401,0
Ancoa	Charrúa	220	5.170,5	769,5	4.401,0
Charrúa	Esperanza	220	1.610,0	1.859,0	-249,0
Chena	Jahuel	220	462,0	776,0	-314,0
Chena	Jahuel	220	462,0	773,0	-311,0
D. de Almagro	Carrera Pinto	220	1.514,0	2.203,0	-689,0
Esperanza	Victoria	220	909,5	-861,0	1.770,5
San Isidro	Polpaico	220	902,3	734,7	167,7
San Isidro	Polpaico	220	902,3	734,7	167,7
San Isidro	Polpaico	220	902,3	734,7	167,7
Lampa	Cerro Navia	220	596,0	-902,0	1.498,0
Temuco	Puerto Montt	220	4.693,0	142,0	4.551,0
Cerro Navia	Chena	220	305,0	-199,0	504,0

Cuadro A2 (cont.)
El sistema troncal
(según la definición de la CNE en enero de 2003)

Barra inicial	Barra final	Tensión (kV)	AVNR + COyM	Ingreso tarifario	Peaje
Cerro Navia	Chena	220	305,0	-199,0	504,0
Carrera Pinto	Cardones	220	1.355,0	-1.536,0	2.891,0
Polpaico	Jahuel	220	2.227,0	233,0	1.994,0
Polpaico	Jahuel	220	2.227,0	233,0	1.994,0
Polpaico	Lampa	220	714,0	152,0	562,0
Temuco	Valdivia	220	2.030,0	-177,0	2.207,0
Victoria	Temuco	220	909,5	-861,0	1770,5
Pan de Azúcar	Los Vilos	220	2.923,0	1360,0	1.563,0
Pan de Azúcar	Los Vilos	220	2.923,0	1360,0	1.563,0
Los Vilos	San Isidro	220	1.405,0	-1214,0	2.619,0
Los Vilos	San Isidro	220	1.405,0	-1214,0	2.619,0
Barros Blancos	Valdivia	220	1.453,0	-527,0	1.980,0
Jahuel	Jahuel	500/220	2.872,0	-50,0	2.922,0
Jahuel	Jahuel	500/220	2.872,0	-50,0	2.922,0
Ancoa	Ancoa	500/220	2.598,0	-49,0	2.647,0
Ancoa	Ancoa	500/220	2.598,0	-49,0	2.647,0
Total			83.758,0	4.808,0	78.950,0

Fuente: CDEC-SIC (2003)

Figura 1
Despacho por orden de mérito

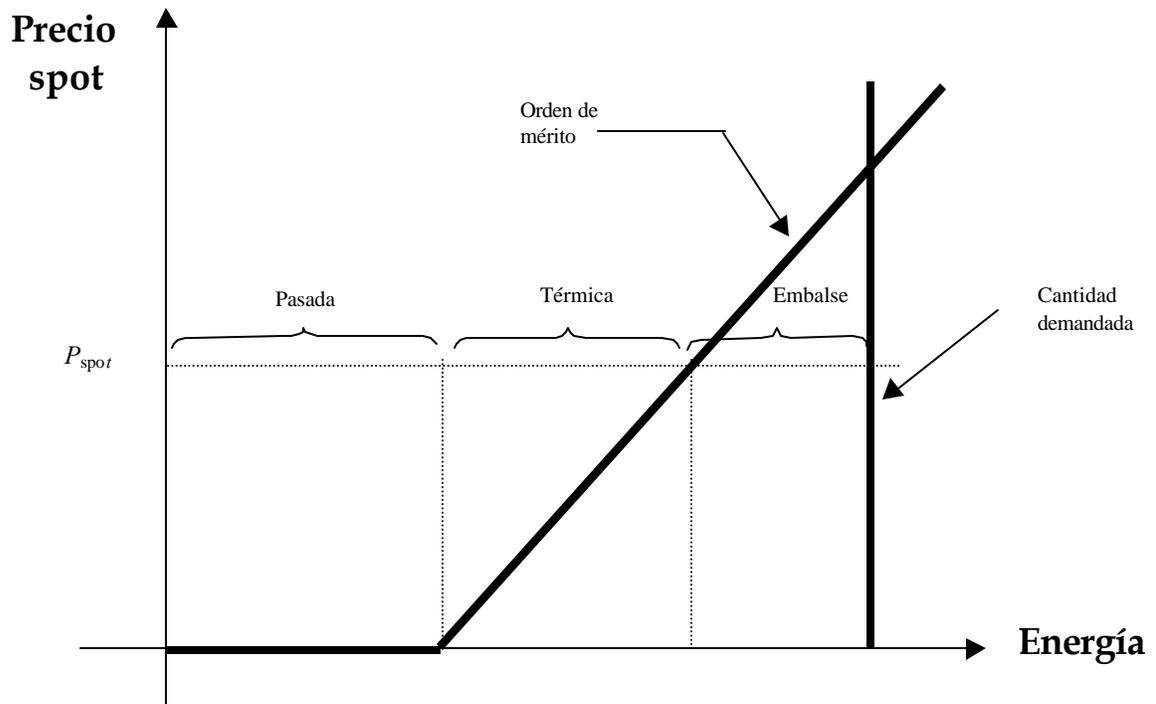
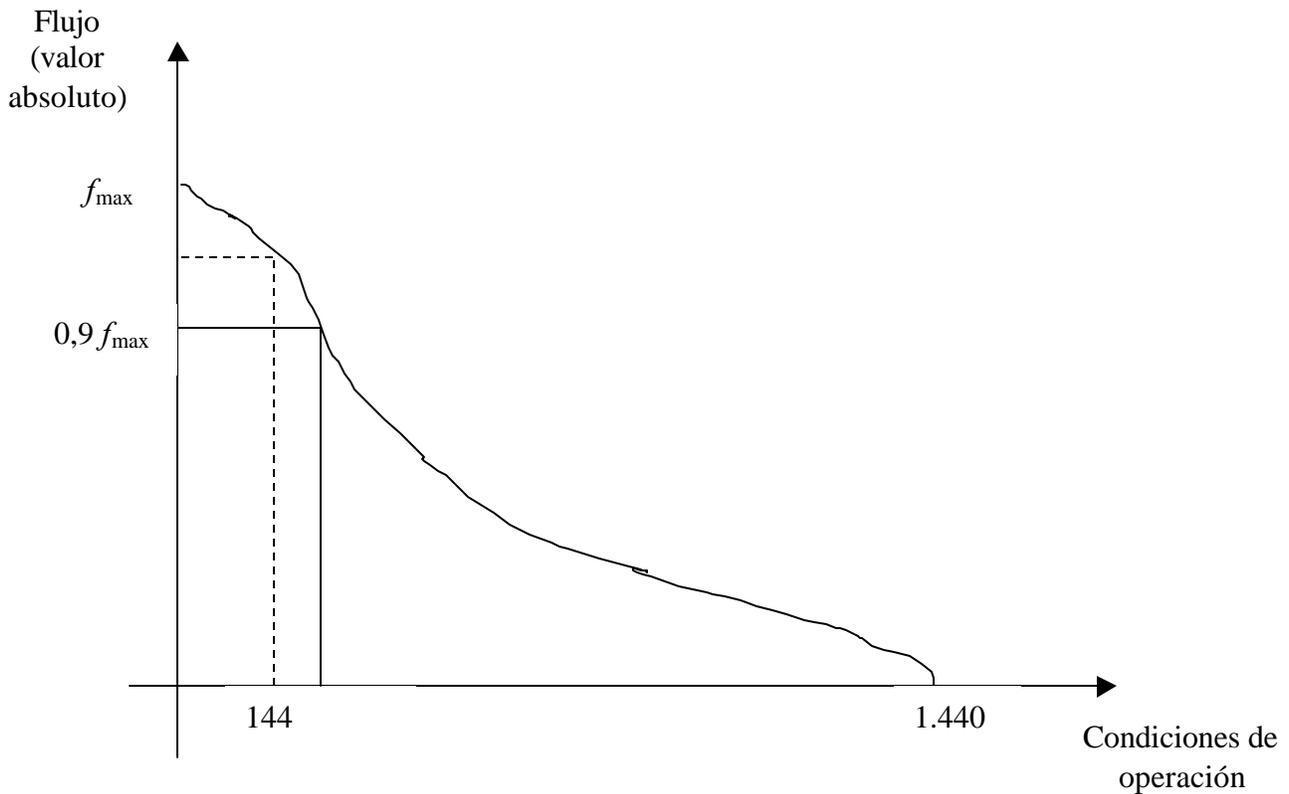


Figura 2

Criterios de corte para el cálculo de las prorratas



La figura muestra dos criterios de corte para seleccionar las condiciones de operación que se utilizan para calcular las prorratas. La línea punteada representa el *criterio de los percentiles superiores*, en este caso del 90%. Vale decir, para el cálculo de las prorratas se consideran únicamente las 144 (10% de 1.440) hidrologías en que el flujo de la línea es mayor. La línea continua representa el *criterio de los porcentajes del flujo máximo*, en este caso también 90%. Bajo este criterio la prorrata se calcula con aquellas condiciones de operación en que el flujo es igual o mayor al 90% del flujo máximo por la línea respectiva.

Figura 3: línea Temuco - Valdivia 220 kV

