

Interconexión Eléctrica en Chile: precios versus costos

Javier Bustos-Salvagno[†]

Fernando Fuentes H.[‡]

31 de Mayo de 2015

Resumen

El presente trabajo tiene por objeto estimar el impacto en precios a cliente final de la interconexión entre los dos mayores sistemas eléctricos de Chile. Para ello se estima un modelo econométrico en que los precios son explicados, entre otras variables, por el nivel de los costos marginales del sistema, los grados de concentración del mercado y la variabilidad de los costos marginales proyectados por los agentes. Los datos utilizados corresponden a los contratos bilaterales entre generadores y grandes clientes, desde 2006 hasta 2014. Los resultados encontrados indican que la interconexión beneficiaría a los clientes finales al disminuir los precios de equilibrio, producto de una caída en la variabilidad de los costos marginales esperados y una menor concentración de las empresas generadoras existentes. El aporte de este enfoque es que centra los beneficios de la interconexión en las condiciones de competencia y riesgo, y no en la simple estimación de costos directos como tradicionalmente se ha hecho.

Palabras clave

Transmisión, Electricidad, Contratos, Poder de Mercado, Riesgo, Chile,

Clasificación JEL

D22, L13, L94, O22, Q41

[†] Profesor Asociado. Facultad de Economía y Negocios, Universidad Alberto Hurtado, Santiago, Chile. rjb92@georgetown.edu

[‡] Profesor Asociado. Facultad de Economía y Negocios, Universidad Alberto Hurtado, Santiago, Chile. ffuentes@uahurtado.cl

1. Introducción

Todo incremento en la capacidad de la red de transmisión en un sistema eléctrico tiene efectos que van más allá de los costos y beneficios directos, asociados normalmente a las variaciones en los costos de inversión y operación, al comparar el funcionamiento del parque generador en los diferentes escenarios de transmisión. No obstante lo anterior, es común que sean enfatizados dichos costos directos en el contexto de la evaluación de una expansión en transmisión, lo cual se repite cuando se habla de interconexión entre sistemas eléctricos, al limitar el análisis a la comparación entre el costo de la interconexión con el de continuar construyendo y operando centrales en ambos sistemas por separado.

Consistentes con la tendencia descrita, el enfoque tradicional aplicado en Chile para evaluar expansiones en transmisión ha sido que los beneficios de demanda se circunscriben a cambios en el costo marginal o precio spot del sistema. Ello debido a que, en equilibrio, los costos de operación e inversión deberían reflejarse en dicho precio. No obstante la validez de estos cálculos, ellos no consideran que la formación de precios de contratos no sólo se asocia al costo marginal del sistema, sino también a otros factores relevantes, entre los que destacan los grados de competencia y el riesgo que enfrentan los agentes. La evidencia internacional (Wolak, 2012; Awad et al, 2010; Spiecker et al 2013; Lise et al, 2008; y Malaguzzi, 2009) indica que el efecto de una interconexión en la competencia de los mercados de generación es uno de los principales aspectos a considerar. Dicho efecto se reflejaría en precios promedio de contratos más bajos, lo cual se suma al cambio en precios originado en menores costos de operación y de inversión (expresados en una baja de los costos marginales esperados). Del mismo modo, otro factor que incide en la determinación de los precios de los contratos es el riesgo que asumen los oferentes, el cual también se ve afectado por la interconexión, toda vez que la variabilidad de los costos marginales del sistema cambia con la misma (además de las condiciones de seguridad y estabilidad de la operación).

En el presente trabajo se utiliza información histórica sobre contratos en el mercado eléctrico chileno, para realizar una evaluación del impacto económico que tendrá la interconexión entre sus dos mayores sistemas eléctricos (SIC y SING). Para ello utiliza una metodología novedosa, no sólo en la literatura chilena sino también a nivel internacional, la cual consiste en incorporar un modelo de decisión de precios para contratos de suministro eléctrico con el objeto de cuantificar cambios en el margen de comercialización producto de la interconexión SIC-SING.

Respecto de la metodología para evaluar cuantitativamente los efectos antes mencionados, existen dos consideraciones que se deben tener presente. En primer lugar, es necesario considerar que existen dos tipos de clientes: regulados y libres. Los procesos de generación de precios de los primeros se realizan mediante licitaciones públicas y reguladas, mientras que los segundos operan mediante negociaciones bilaterales entre generadores y clientes. Por lo

mismo, los datos disponibles de ambos mercados son completamente diferentes. En el presente trabajo se considerará sólo contratos libres a partir de información histórica provista por la Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE).¹

En segundo lugar, es necesario realizar una modelación de las decisiones de precios de los generadores, la cual no es trivial, ya que depende de cómo se asuma que es la competencia en el mercado de contratos. En este ámbito, el presente trabajo utiliza como referentes teóricos los últimos estudios realizados en torno al tema de la competencia en el mercado de contratos eléctrico chileno (Roubik y Rudnick, 2009; Bustos-Salvagno, 2013; Varas y Rudnick, 2014; Fabra, Montero y Reguant, 2014; y Bustos-Salvagno, 2015).² En los mencionados trabajos se parte del supuesto que un generador estabiliza ingresos, para rentabilizar inversiones existentes o para obtener financiamiento para la construcción de nuevas centrales, mediante la firma de contratos de suministro de largo plazo. Esto, en definitiva, asume generadores adversos al riesgo, lo cual debe ser explícitamente considerado en la decisión de precios.

Una vez estimado el modelo de determinación del precio de equilibrio de los contratos, para efectos de cuantificar el impacto de la interconexión es necesario disponer de proyecciones de precios spot esperados de los sistemas eléctricos, bajo escenarios con y sin interconexión. Para ello se recurrirá a estimaciones provistas por la CNE, en el marco del estudio de Transmisión Troncal 2014-2015³. Finalmente, a partir del cambio esperado en precios promedio de contratos estimados, se calculó el posible efecto sobre PIB, en base a la literatura económica existente sobre elasticidades entre el precio de la electricidad y variables macroeconómicas como empleo, producto e inversión.

Los aportes más importantes del presente trabajo se pueden resumir en dos puntos. Primero, se propone y estima una metodología para analizar cómo se forman precios de contratos de suministro eléctrico de largo plazo. Una vez obtenidos los principales determinantes de los precios es posible estudiar los impactos que pueden tener cambios relevantes en dichas variables. Segundo, en el ámbito de las políticas de transmisión eléctrica se demuestra que considerar sólo criterios de costos de inversión y operación es insuficiente para evaluar expansiones. Incluso puede darse el caso que al no considerar todos los impactos económicos, se posterguen proyectos que traerían beneficios económicos importantes.

¹ Para un tratamiento del mercado de clientes regulados, ver Bustos-Salvagno y Fuentes (2015).

² Lo indicado está en línea con la experiencia recopilada por la California Energy Comisión, donde las estimaciones de mark-up o margen de comercialización basado en información histórica del mercado es la alternativa preferida. Cabe destacar en este contexto, como menciona Wolak (2004), que este tipo de estimaciones pueden subestimar los beneficios de una expansión en transmisión antes que sobreestimarlos.

³<http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/proceso-de-tarificacion-troncal/798-terce-proceso-de-tarificacion-troncal>

En adelante, el texto se estructura del siguiente modo. La sección 2 presenta la literatura relacionada y desarrolla la metodología para estimar los determinantes de precios de contratos. La sección 3 muestra los resultados econométricos y las proyecciones de precios por escenario, con y sin interconexión. La sección 4 incluye una discusión de los resultados, para terminar con la sección 5 que resume las principales conclusiones y recomendaciones de política.

2. Métodos

La presente sección contiene dos partes. Una primera que describe la literatura internacional relacionada, así como la relativa a la experiencia chilena. La segunda, explica el modelo de decisión de precios de contratos que se estimará econométricamente.

2.1. Literatura Relacionada

La liberalización del mercado eléctrico a partir de los 80s y 90s evidenció una relación directa entre el sistema de transmisión y la dimensión competitiva del mercado de generación. En caso que se produjera congestión en las líneas, los generadores localizados en determinadas áreas podrían ejercer poder de mercado local (Joskow y Tirole, 2000). Así, el tema de la competencia comenzó a tener más relevancia, llegando a la situación actual, en que incrementos relevantes en transmisión e interconexiones se fundamentan principalmente por objetivos asociados al aumento en la competencia entre generadores (Borenstein et al. 2000).

En el contexto de sistemas con regulación de precios en el mercado spot, como es el caso chileno, con un despacho centralizado a costo marginal declarado, Arellano y Serra (2008) encuentran que una expansión en transmisión también incrementa la eficiencia en términos de bienestar social, debido a un aumento en la competencia en el mercado de generación. Esto también es válido para el caso de las interconexiones entre sistemas (Nooij, 2011).

Utilizar como criterio de decisión simplemente la opción de mínimo costo de operación e inversión, como ocurría durante la vigencia del paradigma de un mercado eléctrico integrado verticalmente, no sigue siendo viable. Así, la discusión en la literatura especializada se ha concentrado en la definición de los beneficios que deberían considerarse (Skoteinos et al 2011, de Nooij 2011), cómo decidir ante cambios en bienestar social frente a intereses privados encontrados (Awad et al 2010a) y cómo medir beneficios de difícil cuantificación como la "confiabilidad" de una opción de expansión (Awad et al 2010a, 2010b).

En la práctica, el operador independiente del sistema de California (CAISO) puso en marcha una metodología comprensiva de evaluación, denominada "Transmission Economic Assessment Methodology" (TEAM), para la realización de un análisis costo-beneficio de una expansión en

transmisión⁴. Sheffrin (2005) indica que sus principales contribuciones han sido el desarrollo de una metodología de identificación de beneficios, así como la incorporación de precios de mercado de la electricidad en el análisis.

En el caso de países en desarrollo, el análisis de criterios para la expansión en transmisión o interconexión entre sistemas también se ha vuelto relevante en los últimos años. Dong y Zhang (2009) analizan los principios de planificación que deberían incorporarse en China. El trabajo de Sauma et al (2011) evalúa los aspectos privados y sociales de la integración de los sistemas eléctricos en la comunidad andina (Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia y Chile). El mismo se enfoca en cuantificar beneficios económicos por el lado de la oferta, medidos por la reducción del margen operacional (diferencia entre costo marginal del sistema y costo de operación), por el lado de la demanda, calculado como reducción en el precio spot o costo marginal, ahorros de costos del sistema e impacto ambiental medido por disminución de emisiones contaminantes. Para el caso chileno de interconexión SIC-SING, Ulloa (2012) analiza la interconexión y su impacto en emisiones de carbono. No obstante lo reciente de estos trabajos, cabe destacar que ambos se enfocan en el margen operacional, sin considerar el efecto en precios de contratos, como se realiza en el presente texto.

2.2. Modelos Económicos

A continuación se presenta el modelo de decisión de precios de contratos de suministro eléctrico que se utilizará. Se asume que el precio ofrecido por un generador corresponde al costo de suministro más un margen de comercialización, el cual está determinado preponderantemente por la existencia de poder de mercado, y el riesgo de asumir el contrato.⁵

La estimación descrita será realizada para el mercado de los clientes no regulados o libres. Como fuera dicho, la separación entre el mercado de clientes libres y regulados se funda en el hecho que los precios de contratos se forman de manera diferente en uno y otro caso. Para los clientes regulados, éstos se determinan a través de licitaciones competitivas, donde las distribuidoras licitan el suministro futuro requerido con varios años de anticipación. Por su parte, para los clientes libres el proceso de definición de precios depende de la negociación bilateral entre generadores y clientes. Como complemento al presente trabajo, que se concentra en el mercado de clientes libres, Bustos-Salvagno y Fuentes (2015) realizan una estimación sólo para clientes regulados, la cual será comparada con nuestros resultados.

En principio es esperable que cada generador defina sus precios en base a un conjunto de variables que genéricamente están asociadas a los siguientes aspectos: los niveles de

⁴ California Energy Commission (2004), Wolak (2004), Wolak (2012).

⁵ Para mayores detalles de un modelo teórico de decisión de precios en contratos eléctricos es posible consultar Bustos-Salvagno (2015).

competencia en el mercado, los costos esperados de proveer el servicio, las características del contrato (básicamente, duración y tamaño), los cambios estructurales que se produzcan a través del tiempo, el sistema eléctrico de que se trate, y el riesgo del contrato. En términos formales el modelo básico a estimar es el siguiente:

$$P_{itk} = \alpha_1 INC_{itk} + \alpha_2 C_{itk} + \alpha_3 D_i + \alpha_4 T_i + \alpha_5 Año_t + \alpha_6 Sistema_k + \alpha_7 VCMg_{itk}$$

Donde:

P_{itk} = Precio de oferta del generador por el contrato i, en el momento t y sistema k.

INC_{itk} = Índice de Concentración de Mercado en el momento t para el sistema k, que indica el grado de competencia que se supone enfrenta el generador al establecer su política de precios. Desde el punto de vista del comportamiento, se esperaría que mientras mayor sea la concentración, mayores serán los precios, por lo cual se debiera cumplir que $\alpha_1 > 0$.

C_{itk} = Costo de proveer suministro en el sistema k, al momento t, que representa una estimación en función de las expectativas que se tengan al momento de la oferta respecto del costo de comprar energía en el mercado spot para abastecer los contratos. Desde el punto de vista del comportamiento, se esperaría que mientras mayor sea el costo de suministro del contrato, mayores serán los precios, por lo cual se debiera cumplir que $\alpha_2 > 0$.

D_i = Duración de Cada Contrato i. Desde el punto de vista del comportamiento, se esperaría que mientras mayor sea la duración del contrato, más atractivo sea dicho contrato para un generador competitivo y menores serán los precios ofrecidos, en la medida en que un contrato más largo puede implicar un menor riesgo para el inversionista. Por lo cual, se debiera cumplir que $\alpha_3 < 0$.

T_i = Tamaño del Cliente i. Desde el punto de vista del comportamiento, se esperaría que mientras mayor sea el tamaño del cliente, menores serán los precios en la medida que en dicha condición le permite un mejor poder de negociación frente al generador respectivo, por lo cual se debiera cumplir $\alpha_4 < 0$.

$Año_t$ = Variable Dummy por cada año, la cual recoge posible cambios estructurales del mercado a través del tiempo, que pueden reflejar una tendencia no explicada por las otras variables incluidas como determinantes de los precios de los contratos.

$Sistema_k$ = Variable Dummy que identifica el sistema k, la cual refleja la posible diversidad en la determinación de los precios de los contratos en cada sistema eléctrico.

$VCM_{g_{ik}}$ = Variabilidad Esperada del Costo Marginal del Sistema k en el momento t^6 , que representa el riesgo del generador en tanto proveedor de suministro al momento de contratar. Desde el punto de vista del comportamiento, se esperaría que mientras más grande sea esta varianza (mayor el riesgo), mayores serán los precios, por lo cual se debiera cumplir que $\alpha_7 > 0$

Dado que lo que en última instancia se busca identificar es el efecto sobre los precios de equilibrio de una interconexión eléctrica entre los sistemas, es muy importante destacar que la especificación antes descrita contiene ciertas variables que se esperaría cambien de modo significativo con la mencionada interconexión. En particular es razonable asumir que el índice de concentración y la variabilidad de precios se vean afectados en la dirección de disminuir los precios de equilibrio (menor concentración y volatilidad de precios). Asimismo, es posible que el costo de suministro de largo plazo también se vea modificado por la interconexión.

3. Resultados

En la sección de resultados primero se presentan las estimaciones econométricas realizadas, para luego continuar con las proyecciones de precios de contratos según los escenarios de interconexión.

3.1. Estimación econométrica

A partir de datos suministrados por la CNE se construyó una base de datos de contratos de clientes libres del SIC y SING, para el periodo comprendido entre enero de 2006 y agosto de 2014. A efectos de estimar el modelo base descrito en la sección anterior se utilizaron las siguientes variables:

P: precio medio del contrato (monómico⁷). Se utilizó el promedio de los 6 primeros meses del contrato, para disminuir el efecto de cargos contractuales extraordinarios que podrían ocurrir sólo por un mes. Esta variable se expresa en dólares por mega watt hora (USD/MWh).

C: como determinante de costo para abastecer los contratos libres se utilizó el costo marginal asociado a la barra del sistema troncal correspondiente al punto de venta⁸. Este costo se considera en cada contrato para el mes de inicio del contrato⁹.

⁶ Cabe destacar que el cálculo de esta variabilidad se llevará a cabo eliminando la tendencia de la serie temporal de precios, de forma de reflejar estrictamente el “movimiento” de los precios esperados en torno a dicha tendencia. Para ello se utilizará el filtro de Hodrick y Prescott el cual es un método para extraer el componente tendencia de una serie temporal, ampliamente utilizado en el estudio de los ciclos económicos.

⁷ Representa el precio expresado en unidades de energía, que incluye tanto el pago de potencia como energía (servicios que se pagan separadamente en Chile).

INC: para medir concentración se utilizó el índice de Herfindahl por grupo o conglomerado de generación (HHI por grupo, considerando la estructura de propiedad de los holdings). Dado que lo que se está midiendo es la concentración, se consideró pertinente agrupar aquellas empresas que pertenecen a un mismo grupo de generación¹⁰.

D : duración del contrato en años.

T: como medida de tamaño se usó proporción del consumo anual del cliente respecto del total suministrado a clientes libres. En forma específica, esta variable se construyó como el consumo anual del cliente (correspondiente a todos los contratos asociados a su nombre), dividido por consumo anual de energía de clientes libres en el sistema respectivo, para el mismo año.

VCMg: Desviación estándar sin tendencia de los costos marginales mensuales del sistema (en la barra de Alto Jahuel para el SIC y la barrar de Crucero para el SING), considerando 2 años antes y 2 años después del mes de inicio del contrato¹¹.

En Tabla 1 se encuentran las estadísticas descriptivas de las variables presentadas. De un total de 305 contratos, el 80% corresponde a suministro del SIC. El precio medio de un contrato libre se ubica en promedio por arriba del precio spot (costo marginal, CMg) y tiene una mayor variabilidad. En cuanto al nivel de concentración, el índice de Herfindahl (HHI por grupo) se encuentra en promedio por arriba de los 1800 puntos, con lo cual hay indicios de alta concentración en el mercado de contratos. Asimismo, la duración de los contratos es de 7.2 años en promedio.

En la Tabla 2 se exhiben los resultados de la estimación econométrica¹². La primera columna utiliza como índice de concentración HHI por grupo, mientras que las restantes tres columnas consideran como indicador de concentración la participación de la mayor, las dos mayores y las tres mayores empresas en tamaño de ventas (Top 1, Top 2 y Top 3, respectivamente). Puede

⁸ Para ello se definieron seis barras, cinco en el SIC (Cardones 220, Quillota 220, Itahue 220, Charrua, 220 y Valdivia 220) y una en el SING (Crucero 220).

⁹ Alternativamente, y como una forma de estabilizar posibles movimientos bruscos de corto plazo, se usó como variable el promedio entre el mes de contrato y los tres meses anteriores. Las estimaciones obtenidas ni la significancia estadística cambió de modo relevante al considerar dicho caso.

¹⁰ No obstante lo indicado, también se usaron otras definiciones (Herfindahl por empresa, y la participación de mercado de las principales empresas de generación - Top1, Top2 y Top3 por empresa y grupo de empresas -).

¹¹ En definitiva, se consideró la desviación estándar de 48 meses. De esta manera el indicador de riesgo incluye la variabilidad histórica y esperada al momento de iniciar el contrato. En el caso de los contratos firmados con posterioridad a Agosto de 2012, se utilizó hacia adelante sólo los meses para los cuales existe información sobre costos marginales.

¹² Se probó realizar estimaciones econométricas incluyendo efectos fijos por contrato, sin que se encontraran evidencia que respalde la hipótesis de su existencia. Asimismo, se comprobó que la variable dependiente (precio medio de contrato) no tiene tendencia, por lo que se puede continuar con la estimación lineal antes especificada.

observarse que los resultados en términos de variables significativas son similares en todas las estimaciones, salvo en el caso del índice de concentración empleado¹³. En definitiva, tal como lo especifica el modelo empleado, los principales determinantes del precio de contratos libres son el costo de suministro, el índice de concentración, la variabilidad de los costos marginales, el sistema eléctrico al cual corresponde, la duración del contrato y el año en que se firmó. Todos los coeficientes asociados a estas variables tienen los signos esperados.

Tabla 1: Estadísticas descriptivas

Variable	Obs.	Media	Desv.Est.	Min	Max
Precio Medio Libre	305	153.3	65.4	33.7	456.8
Cmg	305	145.7	53.5	15.3	289.2
HHI por grupo	305	2,564.9	800.7	1,567.1	4,790.9
Vcmg	305	40.1	9.6	15.0	49.8
D	305	7.2	4.7	0.4	21.7
T	305	3.8	5.4	0.0	23.8
Sistema	305	0.8	0.4	0.0	1.0

Los resultados indican que por cada aumento en un dólar (por MWh) del precio spot (C), el precio promedio de contratación aumenta en un tercio de dólar. El sistema SIC presenta sistemáticamente precios promedio más bajos que el SING. Asimismo, y como era esperable, la duración del contrato y el tamaño del cliente disminuyen el precio promedio de contratación. Un año más de contrato reduce el precio promedio de contratación en al menos 3 dólares, mientras que cada punto porcentual de participación del oferente en el consumo anual del mercado libre significa 2 dólares menos en el precio de contratación.

En cuanto a la variable utilizada para reflejar el riesgo de contratación, VCmg, ésta es significativa y el signo de su coeficiente es el esperado. Puede apreciarse que, en la estimación con índice de Herfindahl, una reducción de la desviación estándar de los costos marginales en un punto, reduce el precio de contratación promedio en 1,606 USD/MWh. Por lo tanto existe una componente de riesgo relevante en el precio de contratación. Si la variable VCmg disminuye en una desviación estándar (9,6 en Tabla 1), el precio promedio de los contratos libres podría caer cerca de 15 USD/MWh.

¹³ Lo cual es razonable, ya que los coeficientes mayores en los casos de usar la variable Top 1, Top 2 o Top 3, se explican por el hecho que dichas variables poseen variaciones menores que el HHI en términos absolutos.

Tabla 2: Resultados Econométricos

Variables	HHI por Grupo			
	Top 1	Top 2	Top 3	
C	0.355***	0.341***	0.357***	0.351***
INC	0.0112**	0.774*	0.531**	0.608**
VCMg	1.606**	1.521*	1.727**	1.293*
Sistema	-55.75**	-55.72**	-67.67***	-56.75**
D	-3.135***	-3.034***	-3.104***	-3.174***
T	-2.255***	-2.221***	-2.267***	-2.246***
Observaciones	305	305	305	305
R ²	0.878	0.878	0.879	0.879

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

El índice de concentración indica que existe un componente de poder de mercado en la definición de los precios medios libres. Por cada 100 puntos que se reduce el HHI, el precio promedio cae 1,1 USD/MWh. Finalmente, al considerar como índice de concentración a la participación de mercado de las dos empresas más grandes (Top2) o tres más grandes empresas (Top3), una reducción de 1 punto porcentual en su *market share* reduce el precio promedio en 0,53 y 0,61 USD/MWh.

A partir de estos resultados, se puede constatar que cambios en algunas de las variables explicativas pueden implicar modificaciones relevantes en los precios promedio de contratos libres. Para analizar el efecto de la interconexión será necesario proyectar valores de concentración, riesgo y costo de suministro en escenarios con y sin interconexión, lo que se realiza en la siguiente sección. En adelante, los resultados de las estimaciones que se utilizarán corresponden al modelo que usa como índice de concentración el HHI por grupo¹⁴.

¹⁴ La razón de ello es que, aunque las otras variables para estimar concentración entregan resultados también robustos, el HHI es de más amplia aceptación y uso. Lo cierto es que haber probado con otros índices ha mostrado la consistencia del modelo conceptual empleado, más allá de las mediciones específicas de cada variable.

3.2. Impacto de la Interconexión

A efectos de cuantificar el impacto de la interconexión es necesario disponer de proyecciones de los sistemas eléctricos bajo escenarios con y sin interconexión.¹⁵ En dicho contexto, se proyectaron las variables de concentración, variabilidad del costo marginal y nivel de precios spot para el periodo 2014-2033. Estas estimaciones fueron provistas por la CNE para diferentes escenarios tecnologías de expansión: Carbón, Energías Renovables No Convencionales (ERNC)¹⁶, GNL, ERNC con alta penetración y Carbón + Hidroelectricidad, así como tres opciones de interconexión entre sistemas. Los diferentes costos de inversión utilizados en cada escenario se encuentran en la Tabla A1 del Anexo.

Los escenarios de expansión seleccionados, asimismo, serán comparados con tres alternativas de interconexión:

- Alternativa 1: Proyecto de línea de interconexión desde la zona de la subestación (S/E) Nueva Crucero – Encuentro (SING) hasta la S/E Nueva Cardones (SIC).
- Alternativa 2: Proyecto de línea de interconexión desde la zona de Mejillones (SING) hasta la S/E Nueva Cardones (SIC).
- Alternativa 3: Combinar las Alternativas 1 y 2.

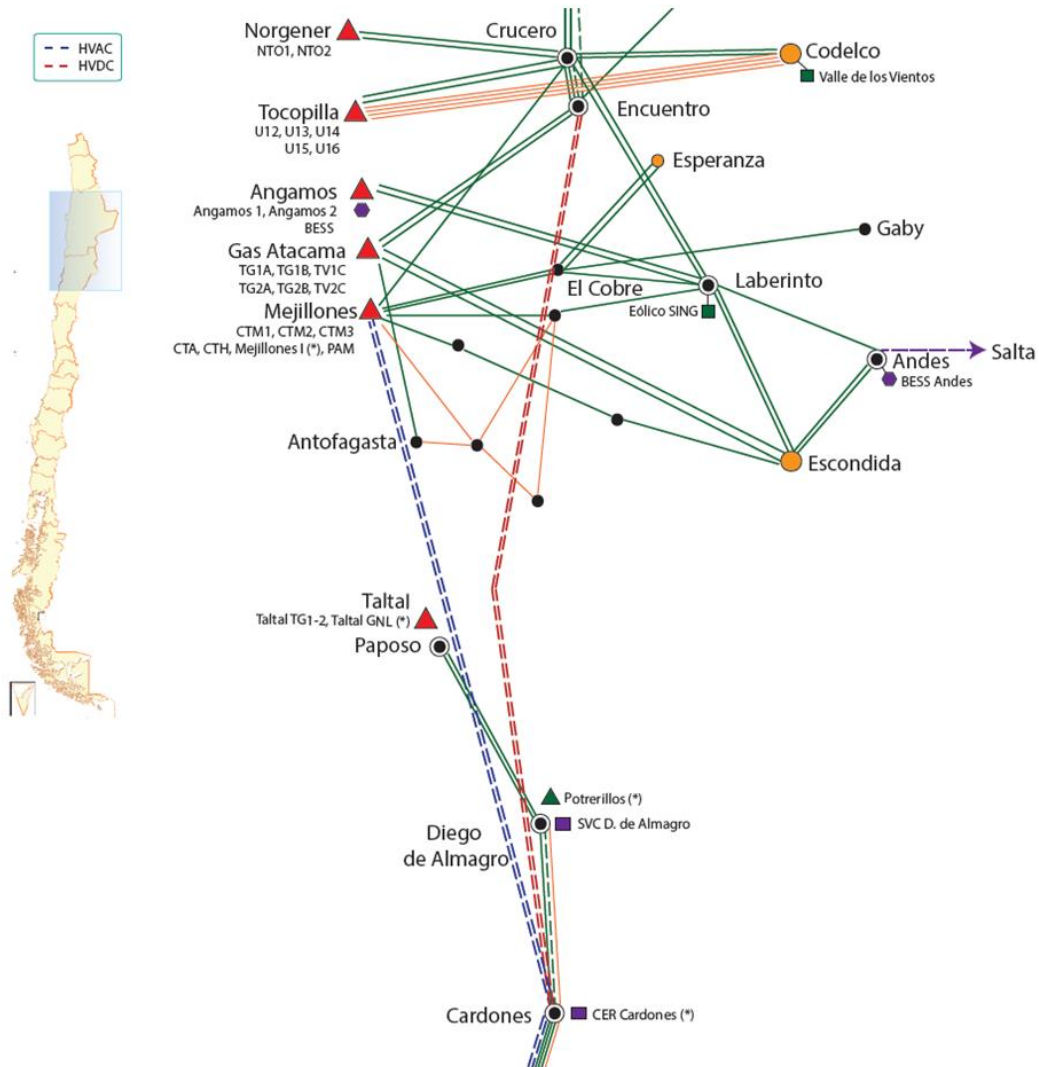
En la Figura 1 se muestra el mapa de las alternativas de interconexión descritas.

Para analizar el efecto de la interconexión, se procedió a calcular el índice HHI por grupo de empresas para los meses de enero a agosto del año 2014, considerando los escenarios con y sin interconexión. Es decir, para efectos de proyectar el cambio en precios con y sin interconexión se asumirán los niveles del HHI presentes al año 2014. Cabe señalar que el HHI es mayor en el SING que en el SIC., y . De hecho, en el caso del SING antes de la interconexión el HHI alcanza los 4000 puntos, mientras que el SIC los 1900 puntos. El escenario SIC+SING, que se asemejaría a una interconexión entre los sistemas, termina en un nivel de concentración casi idéntico al actual nivel de concentración en el SIC. Por lo tanto, la mayor ganancia en desconcentración de los sistemas eléctricos se produce en el SING.

¹⁵ Estas modelaciones fueron desarrolladas por la Comisión Nacional de Energía de Chile, en el marco del estudio “Evaluación de Impactos Económicos Sociales de un Proyecto de Interconexión entre los Sistemas SIC y SING” realizado en el año 2015.

¹⁶ En Chile, la ley define como ERNC a la eólica, la hidroeléctrica hasta 20 MW, la biomasa, el biogás, la geotermia, la solar y la mareomotriz.

Figura 1: Mapa de Interconexiones



Fuente: www.centralenergia.cl

Según las simulaciones de los escenarios considerados para el periodo comprendido entre los años 2014 y 2033, la variabilidad de precios spot sin tendencia (aplicando el filtro de Hodrick y Prescott) difiere entre sistemas. El SIC tiene una variabilidad mayor que el SING. En los escenarios de interconexión, como es esperable, se encuentran dentro del rango definido por el SIC (cota superior) y el SING (cota inferior).

El último componente proyectado para las simulaciones de clientes libres corresponde a los precios spot por escenario considerado. Nuevamente, el SIC tiene un precio promedio esperado para el periodo de julio 2014 a junio 2033 mayor que el SING. En los escenarios de

interconexión, como es esperable, se encuentran dentro del rango definido por el SIC (cota superior) y el SING (cota inferior).

3.3. Proyección de Precios Promedio de Contratos

A partir de las proyecciones de las tres variables definidas anteriormente se procedió a estimar los precios promedio esperados para clientes libres, por escenarios de simulación (tecnologías) y alternativas de interconexión. A continuación se muestran los diferenciales de precios (en USD/MWh) entre los escenarios sin interconexión SIC y SING y los escenarios interconectados para los nueve casos estudiados, por tecnología de desarrollo y diseño de interconexión.

Es decir, se presenta en cada cuadro la diferencia de precios estimados de contratos, considerando que se han modificado conjuntamente las tres variables antes descritas: concentración (HHI), riesgo (VCmg) y costos marginales esperados (C).

Tabla 3: Diferencial de precios promedio libres por escenario simulado para el SIC, en US\$/MWh

Escenarios	SIC – Alternativa 1	SIC – Alternativa 2	SIC – Alternativa 3
Carbón	11.41	11.34	10.68
ERNC	7.67	8.18	8.12
GNL	8.51	8.40	8.21
ERNC++	6.69	7.27	6.54
Car-Hidro	8.78	8.80	8.81

Tabla 4: Diferencial de precios promedio libres por escenario simulado para el SING, en US\$/MWh

Escenarios	SING – Alternativa 1	SING – Alternativa 2	SING – Alternativa 3
Carbón	12.96	12.89	12.23
ERNC	20.02	20.53	20.47
GNL	17.43	17.32	17.14
ERNC++	19.88	20.46	19.73
Car-Hidro	15.06	15.07	15.08

Los diferenciales de precios son significativos: en promedio 8.6 USD/Mwh en el SIC y 17 USD/MWh en el SING, a través de todos los escenarios simulados. Ahora bien, el efecto en precios se distribuye de manera diferente entre sistemas. En el SIC, un 85% de la reducción en precios se debe a disminución en la variabilidad de los costos marginales esperados. En el SING, por el contrario, dado que la variabilidad y nivel de los precios spot aumenta, el efecto se

compensa por un aumento significativo en la competencia, mediante menores índices de concentración¹⁷.

4. Discusión

Un cambio estructural esperado en los precios promedio de contratos tiene a su vez un impacto macroeconómico ya que afecta los costos de producción de diversos sectores de la economía nacional. El efecto sobre variables macroeconómicas requiere una modelización acorde del funcionamiento de la economía nacional. Al respecto, Fuentes, García y Pinto (2013), estudian cómo el precio de la energía eléctrica puede ser relevante en la explicación del ciclo económico chileno. Los autores estiman que las elasticidades del precio de la energía eléctrica para el PIB son -0,017 y -0,058, en el corto y largo plazo, respectivamente.¹⁸

Para medir el efecto macroeconómico de los cambios en precios producto de la interconexión se calcularon los cambios porcentuales en los precios para los diferentes escenarios. A partir de las elasticidades identificadas, el PIB de largo plazo aumenta entre 1.559 y 1.718 millones de dólares producto de la interconexión, por menores precios en contratos de clientes libres¹⁹. En el corto plazo, el efecto sobre el PIB oscila entre los 457 y los 507 millones de dólares.

Si se compara el efecto que tiene sobre el PIB con el costo de la interconexión, que está entre 500 a 700 millones de dólares, evidentemente es conveniente realizar dicha expansión en transmisión. Cabe destacar que de no haberse considerado los efectos sobre precios finales, los beneficios de la interconexión serían apenas suficientes para cubrir los costos de la misma, implicando con alta probabilidad una decisión de posponer erróneamente su construcción.

5. Conclusiones e Implicancias de Política

Desde una óptica conceptual, se ha evidenciado que los precios de los contratos eléctricos para clientes libres en Chile dependen de modo estructural de tres variables básicas: los precios proyectados del mercado (específicamente los precios spot); un margen de comercialización determinado esencialmente por el poder de mercado de las firmas que participan; y los riesgos asociados al contrato de suministro.

¹⁷ Ver en Anexo, Figura A1, se descompone el efecto total en cada una de las tres variables modificadas (C, INC y VCMg). Puede observarse que para el SIC, la reducción del margen de comercialización se explica por C y VCMg, mientras que en el SING se explica totalmente por INC.

¹⁸ Cabe señalar que el efecto de corto plazo se refiere a un año y largo plazo a 10 años.

¹⁹ Para estimar este valor, se ha sumado al efecto precio sobre clientes libres el efecto en el mercado de clientes regulados en base a los resultados de Bustos-Salvagno y Fuentes 2015.

Al comparar los escenarios simulados con y sin interconexión, se demuestra, a partir del resultado de la estimación econométrica, que los precios esperados con interconexión serán menores, debido a: (a) una caída en los precios spot, comparados con los que prevalecerían en el SIC sin interconexión; (b) una menor variabilidad de precios comparados con los que prevalecerían en el SIC sin interconexión; y (c) una menor concentración del mercado interconectado. Esto tiene un resultado en términos macroeconómicos significativo.

La principal implicancia de política radica en la necesidad de incluir impactos sobre precios antes que costos al evaluar expansiones en transmisión. De lo contrario es posible errar en decisiones ya que se estarían sub-valorando o sobre-valorando los beneficios de modificaciones en la red de transmisión.

6. Agradecimientos

El presente trabajo se realizó en el marco del estudio “Evaluación de Impactos Económicos Sociales de un Proyecto de Interconexión entre los Sistemas SIC y SING” contratado por la Comisión Nacional de Energía. Se agradecen los comentarios de Mauricio Tejada. Los errores son exclusiva responsabilidad de los autores.

7. Referencias

Awad M., Casey K., Geevarghese A., Miller J., Rahimi A.F., Sheffrin A., Zhang M., Toolson E., Drayton G., Hobbs B. and Wolak F., 2010a. Economic Assessment of Transmission Upgrades: Application of the California ISO Approach. IEEE Power and Energy Society.

Awad M., Casey K., Geevarghese A., Miller J., Rahimi A.F., Sheffrin A., Zhang M., Toolson E., Drayton G., Hobbs B. and Wolak F., 2010b Using market simulations for economic assessment of transmission upgrades: Application of the California ISO approach. In Restructured electric power systems: Analysis of electricity markets with equilibrium models. pp 241.

Arellano, M. S. and Serra P., 2008. The Competitive Role of the Transmission System in Price-Regulated Power Industries. *Energy Economics*, 30, 1568-1576.

Borenstein, S., Bushnell J. and Stoft S., 2000. The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry. *The RAND Journal of Economics* 31 (2) 294-325.

Bustos-Salvagno, J., 2013. Bidding behavior in the Chilean Electricity Market. Serie Documento de Trabajo NEST N° 7, Universidad Mayor.

Bustos-Salvagno, J., 2015. El Mercado de Contratos de Suministro Eléctrico en Chile. Forthcoming in Sector Eléctrico e Impacto de la Energía en la Economía Chilena, edited by Universidad Alberto Hurtado.

Bustos-Salvagno, J. and Fuentes F., 2015. Economic Effects of Transmission Expansions: The case of the Regulated Contract Market in Chile. Documento de Investigación I – 309, Universidad Alberto Hurtado, 2015

CAISO, 2004. Economic evaluation of Transmission interconnection in a restructured market, Informe preparado para California Energy Commission por Consortium of Electric Reliability Technology Solutions.

Comisión Nacional de Energía, 2013. Impacto Económico y Social de la Interconexión SIC – SING. Informe Final, 13 de Junio.

De Nooij, M. 2011. Social cost-benefit analysis of electricity interconnector investment: A critical appraisal. Energy Policy 39 (6) 3096-3105.

Dong, J. and Zhang J., 2009. Transmission Planning in China. The Electricity Journal 22 (6) 77-85.

European Commission, 2008. Green paper: Towards a secure, sustainable and competitive European energy network. Brussels 13.11.2008. COM(2008) 782 final {SEC(2008)2869}.

Fabra, N., Montero J.P. and Reguant M., 2014. La Competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista en Chile. Informe Fiscalía Nacional Económica, Chile.

Fuentes, F., García C. J. and Pinto F., 2013. Energía y Ciclo Económico en la Economía Chilena. Serie Documentos de Investigación N°289, Universidad Alberto Hurtado

Green, R. J. and Newbery D.M., 1992. Competition in the British electricity spot market. Journal of political economy, 100 (5) 929-953.

Joskow, P. and Tirole J., 2000. Transmission rights and market power on electric power networks. Rand Journal of Economics 31, 450–87.

Lise, W., Hobbs B.F. and Hers S., 2008. Market power in the European electricity market—the impacts of dry weather and additional transmission capacity. Energy Policy 36 (4) 1331-1343.

Malaguzzi, L., 2009. Welfare and competition effects of electricity interconnection between Ireland and Great Britain. Energy Policy 37 (11), 4679-4688.

Roubik, E. and Roudnick H., 2009. Assessment of generators strategic behavior in long term supply contract auctions using portfolio concepts. IEEE Bucharest Power Tech Conference.

Sauma, E., Jerardino S., Barria C., Marambio R., Brugman A. and Mejía J., 2011. Electric-systems integration in the Andes community: Opportunities and threats. *Energy Policy* , 39 (2), 936-949.

Sheffrin, A., 2005. Gains from trade and benefits of transmission expansion for the IEEE Power Engineering Society. *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE.*

Skoteinos, I. I., Orfanos, G. A., Georgilakis, P. S., and Hatziargyriou, N. D., 2011. Methodology for assessing transmission investments in deregulated electricity markets. In *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*. pp. 1-6.

Ulloa, H., 2012. *Interconexión SIC-SING y emisiones de carbono del sector eléctrico*. Thesis dissertation, Pontificia Universidad Católica de Chile.

Wolak, F., 2004. Valuing Transmission Investment in A Wholesale Market Regime. Presentation to the California Independent System Operation TEAM Meeting, February 3, 2004.

Wolak, F., 2012. Measuring the competitiveness benefits of a transmission investment policy: the case of the Alberta electricity market. *Working Paper*.

Wu, F. F., Zheng, F. L., y Wen, F. S., 2006. Transmission investment and expansion planning in a restructured electricity market. *Energy*, 31(6), 954-966.

ANEXO

Tabla A. 1 Costos de Inversión Según Escenarios Tecnológicos

Escenario 1	Expansión Carbón	Costo de Inversión [USD/kW]
	Carbón	2750
	GNL	1340
	Solar	2500
	Eólica	2300
	Biomasa	2900
	Hidro	2100
	Geotérmica	3550
Escenario 2	Expansión ERNC	Costo de Inversión [USD/kW]
	Carbón	3200
	GNL	1340
	Solar	2100
	Eólica	1800
	Biomasa	2400
	Hidro	2100
	Geotérmica	3550
Escenario 3	Expansión GNL	Costo de Inversión [USD/kW]
	Carbón	3200
	GNL	1340
	Solar	2500
	Eólica	2300
	Biomasa	2900
	Hidro	2100
	Geotérmica	3550
Escenario 4	Expansión ERNC++	Costo de Inversión [USD/kW]
	Carbón	3200
	GNL	1340
	Solar	2100
	Eólica	1800
	Biomasa	2400
	Hidro	2100
	Geotérmica	3550
Escenario 5	Expansión Carbón+Hidro	Costo de Inversión [USD/kW]
	Carbón	2750
	GNL	1340
	Solar	2500
	Eólica	2300
	Biomasa	2900
	Hidro	2100
	Geotérmica	3550

Figura A. 1 Porcentaje de participación en el margen de comercialización producto del la Interconexión por Sistema y Variable proyectada

