



**UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE SOLUCIÓN A CONGESTIÓN EN EL  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL SIC**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO**

**LUIS ALFREDO CARMONA BARRA**

PROFESOR GUÍA:  
SANTIAGO BRADFORD VICUÑA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN  
GASTÓN ZEPEDA CARRASCO  
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por Colbún S.A

SANTIAGO DE CHILE  
ENERO 2013

Nuestro país está pasando por una etapa, dentro del crecimiento económico mostrado en los últimos 20 años, en que el tema energético está más latente que nunca. Se han presentado importantes proyectos mineros e industriales que buscan seguir el camino ascendente de crecimiento macroeconómico, pero sin embargo nos encontramos en un escenario con un alto nivel de incertidumbre en el sector encargado de generar la energía eléctrica, trayendo consigo, desde un aumento sostenido de la cuenta de electricidad en los hogares hasta miedo a invertir en Chile en diferentes áreas por parte de capitales extranjeros. Otro componente con el cual no se contaba hace un par de años, es la búsqueda por parte de la sociedad de ser escuchados en materia energética y medioambiental, que si bien no se cuenta con una base teóricamente fundamentada, es un comienzo alentador de generar debate dentro de la sociedad y crear una cultura energética.

En el último tiempo hemos sentido latente una característica desventajosa que posee nuestra matriz eléctrica: su alta dependencia energética. Los últimos años se han mostrado particularmente bajos en precipitaciones lo que obliga al sistema a operar con sus centrales térmicas, superando la energía generada con esta tecnología sobre la hidráulica, esto repercute en un alza de los precios por energía. Es por esto que existen planes importantes para mitigar esta alta dependencia energética y buscar nuevas formas de generación, la ley ERNC, por ejemplo, obliga que al año 2024 el 10% de los retiros del SIC y SING provengan de energía limpia, renovable y no convencional.

En el segmento de transmisión se observan problemas que se están traduciendo en fuertes congestiones debido al atraso de proyectos y al aumento de la demanda por energía. En este punto es donde nos convoca este trabajo, el retraso de la entrada en servicio de una línea de 500 kV que une las subestaciones Nogales y Cardones pronostica fuertes congestiones en el sector norte del SIC hasta el año 2018 cuando se espera su entrada en servicio. Para poder dimensionar el perjuicio económico debido a las fallas en su planificación y su posterior atraso se comparará este escenario base con un escenario donde la fecha de entrada de la línea corresponde a abril de 2013, una fecha en la cual el sistema ya comienza a ver congestiones en este sector y es oportuna su construcción.

El estudio de los casos arrojó que la entrada oportuna del proyecto de transmisión para el año 2013 reduce de manera importante los costos de operación, un resultado que debe ser tomado en cuenta por las autoridades y replantearse la mirada a corto plazo que se utiliza en la planificación de la transmisión. Es así que urgen lineamientos energéticos que permitan al país no enfrentarse con los problemas sociales y medioambientales que se han visto en el último tiempo y destrabar los proyectos de generación en sus etapas de evaluación que finalmente termina por perjudicar al sistema eléctrico y a la sociedad misma.

## Tabla de contenido

1	Introducción.....	5
1.1	Motivación.....	5
1.2	Alcances y Objetivos generales.....	6
1.3	Objetivos específicos.....	6
1.4	Estructura de memoria.....	6
2	Mercado eléctrico chileno .....	8
2.1	Segmento Transmisión SIC.....	10
2.1.1	Sistema de Transmisión Troncal (STT) .....	11
2.1.2	Sistema de Subtransmisión.....	16
2.1.3	Sistema de Transmisión Adicional.....	17
2.2	Segmento Generación SIC .....	18
2.2.1	Mercado de la Generación eléctrica .....	19
2.2.2	Tarificación de la Generación .....	22
3	Estudio de congestión al norte de S/E Nogales en el periodo 2012-2018.....	24
3.1	Modelo de simulación .....	24
3.2	Base de cálculo.....	24
3.2.1	Proyección de la demanda.....	25
3.2.2	Plan de obras .....	26
3.2.3	Proyección de disponibilidad y precios combustibles para centrales SIC .....	28
3.3	Diagnóstico del SIC, subestación Nogales al norte.....	28
3.3.1	Sistema desacoplado.....	28
3.3.2	Análisis de subestación Nogales al norte .....	29
3.3.3	Análisis de Escenarios zona norte del SIC.....	32
3.3.4	Descripción de casos .....	33
3.4	Resultados .....	33
3.4.1	Caso Base .....	34
3.4.2	Caso 1 .....	43
3.5	Análisis de resultados.....	46
3.5.1	Generación de energía.....	46
3.5.2	Costos marginales.....	47
3.5.3	Costo de operación .....	48
4	Conclusiones .....	51
	Referencias .....	53

Anexos .....	55
A. Sistema de Transmisión Troncal .....	56
B. Tarificación en Transmisión .....	57
C. Plan de Obras ETT 2011-2014 .....	62
D. Planes de Obra .....	65

# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 Motivación

El vertiginoso crecimiento económico que ha mostrado nuestro país en los últimos años ha ido de la mano con un intensivo consumo energético por parte de la industria nacional. Este hecho exige grandes desafíos en materia de energía obligando a los distintos actores a contribuir en un continuo proceso de investigación y desarrollo tecnológico que logren por un lado; abastecer el crecimiento constante de demanda por energía eléctrica en Chile, y encontrar fuentes de energía eficiente en términos económicos, medioambientales y sociales. Sin embargo, el éxito de este desafío conlleva a una serie de medidas en materia de política energética que logren mostrar las directrices a seguir en el tema eléctrico por parte de nuestro país, para esto es indispensable un trabajo conjunto entre la autoridad y la empresa privada para canalizar las diferentes visiones sobre un mismo problema.

Este camino obliga a los diferentes actores que componen el sistema eléctrico a hacerse cargo de las demandas que el sector requiere. En primero lugar la autoridad debe sentar las bases sobre las cuales se debe desarrollar la industria, sin embargo ha quedado demostrado que es de suma importancia una constante revisión de estas bases para ir avanzando en la dirección correcta e ir mostrando las señales económicas y sociales adecuadas al momento en el cual se está atravesando, también es rol de la autoridad regular y fiscalizar el comportamiento de los actores para mantener al sistema dentro de los márgenes estipulados. En segundo lugar las empresas generadoras tienen el desafío de encontrar las maneras de obtener medios de generación rentables y acordes a la ley, y en el último tiempo, lograr satisfacer las demandas sociales que se han levantado en diferentes puntos del país, lo que se traduce en un esfuerzo mayor por parte de la empresa privada en términos económicos y técnicos. En tercer lugar las empresas de transmisión deben tener las instalaciones necesarias para transmitir la energía desde los puntos de generación hasta los puntos de retiro, esta labor ha ido presentando sofisticaciones técnicas a lo largo de los años contribuyendo a una mejora en el desempeño de los equipos y en las capacidades de transmisión de las líneas. Finalmente en cuarto lugar, la energía es entregada al cliente final mediante las redes de distribución las cuales deben estar alerta a diferentes contingencias que puedan dificultar el abastecimiento de la demanda, también se han presentado nuevos desafíos para las empresas distribuidoras como lo es la Generación Distribuida, que en un futuro dará la posibilidad que exista inyección de energía en las redes de distribución.

El tema que convoca a este trabajo hace referencia al sistema de transmisión, el cual ha mostrado en los últimos años ciertas falencias en temas de seguridad y capacidad de transmisión de energía. Puntualmente, un aumento importante de proyectos mineros en la zona norte del SIC y un bajo desarrollo de generación de energía en este sector ha obligado a robustecer las líneas de transmisión desde la subestación Nogales hacia el norte mediante la construcción de una línea de 500 kV para abastecer estos consumos con generación proveniente de la parte centro sur del país. Sin embargo este proyecto presenta diferentes atrasos desde su primera fecha proyectada de entrada en servicio, lo que se traduce en importantes congestiones por capacidad de transmisión impactando fuertemente los costos marginales de la energía. El siguiente trabajo recoge este escenario y busca reconocer los efectos que tiene sobre el sistema, en términos técnico-económico, esta situación de congestión causada por la falta de infraestructura necesaria para un correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

## 1.2 Alcances y Objetivos generales

Debido al atraso de importantes obras de ampliación del sistema de transmisión troncal y al complejo escenario que han presentado importantes proyectos de generación eficiente desde el punto de vista judicial y medioambiental, se visualiza para el mediano plazo una situación de estrechez entre demanda y generación. En este contexto, las empresas generadoras del SIC observan un cierto grado de incertidumbre con respecto a los futuros escenarios que se puedan presentar. Bajo esta premisa, Colbún S.A ha solicitado al autor de este trabajo un estudio de los efectos que tiene sobre el sistema la entrada en servicio de una línea de 500 kV en el sector norte del SIC.

El objetivo dentro del cual se enmarca este trabajo corresponde a un análisis técnico-económico de las congestiones presentes en el sistema de transmisión troncal del SIC desde la subestación Nogales al norte y también del efecto que presenta el atraso de la entrada en servicio de una línea de 500 kV entre las subestaciones Nogales y Cardones, la cual representa la solución a la falta de capacidad de transmisión para el abastecimiento de la demanda en este sector.

## 1.3 Objetivos específicos

Los objetivos específicos a los que apunta este trabajo se presentan a continuación.

- Presentar una visión completa del estado actual del sistema eléctrico chileno referente a la generación, demanda y transmisión de energía. Para esto se utilizan los estudios realizados por diferentes integrantes del sector eléctrico.
- Realizar un seguimiento y análisis al desarrollo del sistema de transmisión del sector norte del Sistema Interconectado Central (SIC).
- Simular la operación del SIC de forma tal que permita proyectar el comportamiento del sistema y evaluar la capacidad de las líneas para transportar la energía desde la zona central. De igual forma realizar una comparación entre escenarios de operación con diferentes fechas de entrada en servicio de proyectos de ampliación de transmisión, de tal forma poder cuantificar los costos por la demora de la entrada en servicio de la línea.
- Entregar un primer diagnóstico de la situación en la que se encuentra el sector eléctrico chileno y los escenarios futuros que se proyectan.
- Disponer de un análisis técnico-económico de una parte del sistema de transmisión para un periodo de cinco años.

## 1.4 Estructura de memoria

La estructura utilizada para el presente trabajo es la siguiente:

- Capítulo 2: Se describirá el sistema de transmisión, generación y demanda del SIC. También se describe el mercado eléctrico en sus componentes de generación y transmisión.

- Capítulo 3: Se presentarán los resultados de la modelación realizada mediante un software de uso general en la industria y de las simulaciones realizadas con los escenarios analizados. Se desarrollará el análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones y se presentan las comparaciones entre los escenarios.
- Capítulo 4: Se entregarán las conclusiones obtenidas del trabajo y se darán comentarios finales del autor.

## 2 MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

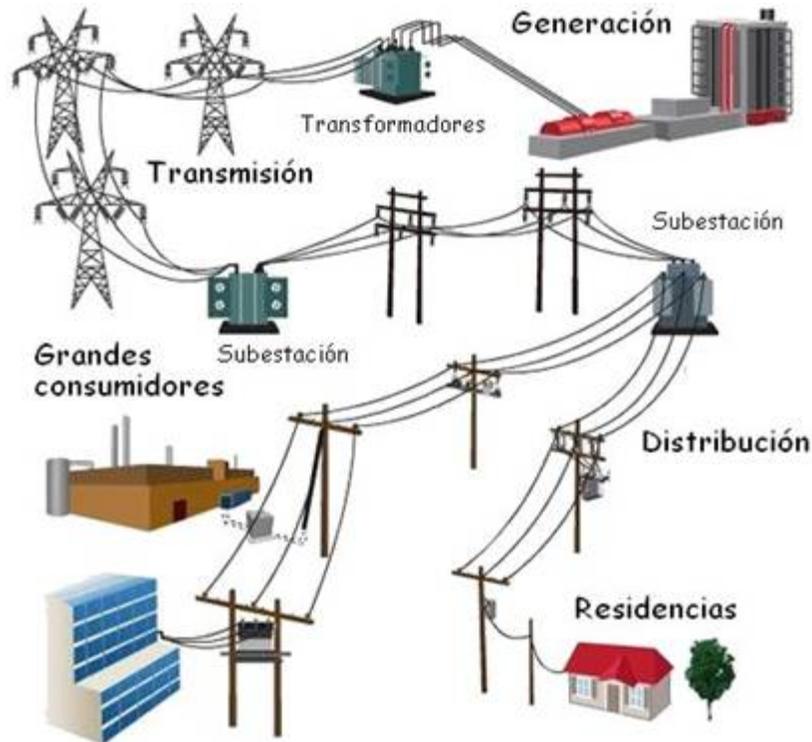
A principios de la década de los '80 el mercado eléctrico chileno sufrió un cambio importante en su estructura y funcionamiento, la cual pasó de un sistema centralizado e integrado verticalmente por sus tres segmentos; generación, transmisión y distribución, a un sistema sin integración vertical en sus tres sectores [1] e introduciendo la libre competencia en el segmento generación y comercialización, en este escenario el Estado cumple el rol de regulador, fiscalizador y planificador de directrices en generación y transmisión, solo como recomendación y no como obligación para estos sectores.

El segmento de generación es el encargado de producir la energía que será transmitida y distribuida a los consumidores finales. En este segmento las empresas generadoras deben incurrir en inversiones que son intensivas en capital y recuperación de largo plazo. Dado que los recursos naturales necesarios para generar la energía, las características técnicas de operación de algunas centrales y la seguridad en los sistemas eléctricos, limitan la capacidad de generación de una central, en algunos casos no es posible poder explotar las economías de escala presentes en las tecnologías actuales de generación. En este sistema desregulado las empresas generadoras compiten en el mercado de contratos y en el mercado spot, los cuales se detallarán en el punto 2.2.

El segmento de transmisión es el sector encargado de transmitir la energía desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo cercanos a los sectores de distribución. Similarmente este segmento presenta altos montos de inversión bajo largos periodos de recuperación, sin embargo a diferencia de la generación de energía existen economías de escala y ventajas técnicas y económicas de realizar una interconexión del sistema debido a que la transmisión de energía tiene características de monopolio natural, debido a esto existe una regulación en las tarifas y pagos para las empresas transmisoras. Estos pagos no deben afectar la estructura competitiva del sistema.

El fin de la cadena de valor de la energía eléctrica corresponde al segmento de la distribución, el cual tiene la labor de distribuir la energía desde las subestaciones primarias de energía ubicadas cerca de los centros de consumo, hasta los puntos de consumo residenciales o industriales. En este segmento existen economías de densidad que se traduce en la existencia de monopolios naturales geográficos. La regulación de este sector concede a las empresas distribuidoras el suministro en las zonas concesionadas. De igual forma las tarifas que las empresas distribuidoras cobran a sus clientes regulados están sujetas a fijación por parte de la autoridad estatal, mientras que los contratos que pueda tener una empresa con un cliente industrial son a un precio libremente pactado.

Figura 2.1 Segmentos que componen un sistema eléctrico [2]



### Sistemas interconectados SING y SIC

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos que funcionan de manera independiente, sin embargo por enfoque de trabajo solo se comentarán los correspondientes al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y al Sistema Interconectado Central (SIC).

La ley eléctrica [3] define un sistema de transmisión como el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al que se disponga en la respectiva norma técnica que determine la Comisión, este nivel de tensión es de 23 kV, para tensiones menores a esta es el sistema de distribución el encargado de operar.

- **Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)**

El Sistema Interconectado del Norte Grande abarca el territorio comprendido entre las regiones de Arica-Parinacota, Tarapacá y Antofagasta lo cual equivale al 24,5% del territorio nacional. Este sector es intensivo en el consumo industrial y minero, el cual llega aproximadamente al 90% del consumo total dejando el resto para los consumidores regulados.

Actualmente, este sistema presenta una sobreinstalación importante de centrales térmicas el cual prácticamente duplica las necesidades de abastecimiento del sector, esto debido al bajo precio que presentó el gas natural a principios de los años 2000 importado desde Argentina, lo que incentivó la construcción de un gran número de centrales, sin embargo luego del corte de suministro en el año 2004 por parte del país vecino muchas de estas centrales quedaron sin

operación, es por esto que en la actualidad se cuenta con una capacidad instalada bruta de 4.606 MW.

Figura 2.2 Unilineal simplificado SING [4]



El centro de carga del sistema troncal del SING corresponde a la barra Crucero.

- **Sistema Interconectado Central (SIC)**

El sistema interconectado central (SIC) corresponde al sistema eléctrico comprendido entre las ciudades de Tal Tal por el norte y la Isla Grande de Chiloé por el sur, donde se ubica cerca del 92% de la población del país.

La capacidad instalada del SIC a diciembre de 2011 llegó a los 12.715 MW, basado en un mix tecnológico de centrales hídricas y térmicas, en conjunto con una pequeña introducción en los últimos años de generación eólica. Esta energía es necesaria para abastecer cerca de 44 TWh de energía de los cuales el 68% corresponde al consumo de clientes regulados.

## 2.1 Segmento Transmisión SIC

Posteriormente a la modificación del DFL N°1 de 1982 existían importantes problemas a nivel del sistema de transmisión que se traducían en falta de inversión en nuevas líneas, problemas con las remuneraciones para los operadores, etc. Esto motivó la creación de una nueva ley que permitiera corregir las trabas que se observaban en este segmento, con esto en el año 2004 se promulgó la ley 19.940, también llamada Ley Corta I. Uno de las principales modificaciones que esta ley introdujo en el sistema de transmisión es la distinción de tres segmentos dentro del SIC [3]: transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional. A continuación se describirá el segmento de transmisión troncal en el cual se enfoca este estudio, los restantes dos sistemas serán desarrollados en vista de los elementos que logren entregar una noción general de cada uno de ellos.

### **2.1.1 Sistema de Transmisión Troncal (STT)**

La transmisión troncal está definida en la ley en el Artículo 74° [6] primer inciso, como “las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y la normas técnicas.”, de igual forma en el segundo inciso de este artículo se definen los criterios necesarios que se deben cumplir por las líneas que sean calificadas como troncal.

- a) Variabilidad relevante en la dirección y magnitud de los flujos; esto como resultado de abastecer la demanda bajo diferentes escenarios de disponibilidad en la generación y respetando las restricciones establecidas.
- b) Tensión nominal igual o superior a 220 kV.
- c) Magnitud de los flujos no estén determinados por una cantidad reducida de consumidores.
- d) Flujos en las líneas no sean determinados exclusivamente por un grupo de consumidores o generadores.
- e) Flujos por las líneas tengan bidireccionalidad relevante.

Sin perjuicio de lo anterior, en el tercer inciso de este artículo se especifica que se incluirán en el sistema troncal las instalaciones interiores que permitan la continuidad del sistema.

Las líneas y subestaciones de cada sistema de transmisión troncal serán determinadas mediante decreto supremo del Ministerio de Energía, dictado bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe técnico de la Comisión Nacional de Energía.

El ejercicio de selección de las componentes del sistema troncal se realiza cada cuatro años en el Estudio de Transmisión Troncal, desde ahora “ETT”. Este estudio es realizado por un consultor externo el cual es elegido luego de una licitación internacional realizada por la CNE. En el ETT se detallan las obras futuras, expansiones y recomendaciones que permitan un funcionamiento

acorde a lo establecido por la norma para un horizonte de 15 años. El ETT vigente corresponde al cuatrienio 2011-2014.

La metodología [7] utilizada para determinar el STT se basa en los criterios ya mencionados anteriormente, para esto se aplica un procedimiento secuencial que consta de:

- 1) Evaluar los flujos de potencia a lo largo de cada año del periodo en todos los tramos del SIC con tensión mayor o igual a 220 kV, de tal forma analizar su variabilidad en magnitud y dirección.
- 2) Se determinan los tramos que presenten variabilidad relevante en magnitud y dirección en los flujos.
- 3) Estos tramos se analizan para determinar si son calificables como troncales conforme el cumplimiento de los criterios c) y d).
- 4) Los tramos descartados en el paso 2) se reanalizan a los efectos de aplicar las condiciones generales de los incisos primero y tercero del Artículo 74°. Los tramos que cumplan con lo determinado en estos incisos, se declaran troncales.

El análisis planteado en la regulación abarca 4 años, si se efectuara esta metodología es posible que una línea cumpla con los requisitos no en todos los años de estudio, lo que llevaría a una solución inestable en el tiempo ya que se debería cambiar la denominación y tarificación del tramo dependiendo de su desempeño esperado en cada año. Es por esto, y dado el espíritu que busca la nueva ley eléctrica la cual busca una mayor estabilidad en el sistema de transmisión, es que el consultor encargado de desarrollar el ETT entrega dos criterios que ayudan mantener una estructura con mayor estabilidad en el tiempo.

- a) Instalaciones que actualmente forman parte del STT: Permanecerán en esa clasificación durante los siguientes 4 años si en al menos uno de los años de análisis cumple los requisitos establecidos en la ley.
- b) Instalaciones que actualmente no forman parte del STT: Se ha considerado que estas instalaciones deben cumplir los requisitos establecidos en la ley en al menos dos de los cuatro años de análisis. Su incorporación ocurrirá a partir del primer año en que se cumpla esta condición.

Para las líneas que entren en funcionamiento dentro de los cuatro años de estudio serán analizados sus flujos pero no su clasificación, ya que las Bases Técnicas del ETT restringen la clasificación solo a las líneas existentes.



totalidad por un generador o por un retiro. Si el flujo por el tramo va en dirección hacia el AIC debe es de responsabilidad de los generadores que determinan estos flujos, contrariamente si el flujo es desde el AIC hacia el consumo es responsabilidad de los retiros que determinen este comportamiento. Esta asignación de pagos es con el fin de cubrir el AVI y el COMA, ya que el sistema marginalista adoptado en el sector no logra cubrir en su totalidad estos costos. Este sistema solo logra cubrir entre un 15 a un 20 % del AVI + COMA mediante los ingresos tarifarios (IT), los que hacen referencia a las pérdidas que se generan en las líneas de transmisión y se ven reflejados en los diferentes costos marginales observados en las barras, por lo que el monto restante es cubierto por los peajes de transmisión. Por lo tanto el AVI + COMA debe ser igual a la suma de los IT y peajes.

El área de influencia común definido en el ETT del cuadrienio 2011-2014 para el SIC es el siguiente:

- Líneas Nogales – Quillota y Quillota – Polpaico 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Nogales, Quillota y Polpaico a partir de 2011.
- Líneas Polpaico - Cerro Navia 2x220 kV y sus equipos terminales en la Subestación Polpaico y equipos de control de flujos y equipos terminales en Subestación Cerro Navia, a partir de 2011.
- Líneas Cerro Navia – Chena, Chena – El Rodeo - Alto Jahuel y Chena – Alto Jahuel 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Cerro Navia, Chena y Alto Jahuel a partir de 2011.
- Transformadores de 500/220 kV de Subestación Alto Jahuel y sus equipos terminales en los patios de 500 y 220 kV a partir de 2011.
- Líneas Alto Jahuel – Maipo y Maipo – Candelaria 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Alto Jahuel, Maipo y Candelaria a partir de 2011.
- Subestación Polpaico 500/220 kV y sus equipos terminales en los patios de 500 y 220 kV a partir de 2011.
- Líneas Polpaico - Ancoa 1x500 kV, Polpaico – Alto Jahuel 1x500 kV (futuro 2x500 kV) y sus equipos terminales en las subestaciones Polpaico y Alto Jahuel a partir de 2011.
- Líneas Alto Jahuel – Ancoa – Charrúa 2x500 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Alto Jahuel, Ancoa y Charrúa a partir de 2011.
- Transformadores de 500/220 kV de Subestación Ancoa y Charrúa y sus equipos terminales en los patios de 500 y 220 kV a partir de 2011.
- Línea Ancoa – Itahue 2x220 kV y sus equipos terminales en los patios de 220 kV de Ancoa e Itahue a partir de 2011.
- Línea Charrúa – Hualpén 1x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Charrúa y Hualpén a partir de 2011.

Existen diferentes métodos para determinar el uso de los sistemas de transmisión, en el caso del sistema chileno el uso está definido por los preceptos establecidos en la Ley faltando sólo la forma de repartir los costos entre quienes usan una misma instalación (prorratas de uso). El cálculo de prorratas debe cumplir con tres requisitos: cobertura de costos, generar señales económicas eficientes para los agentes y tener un trato no discriminatorio. Bajo estos criterios el método de cálculo de prorratas utilizado por el CDEC y ampliamente aceptado en el mundo

técnico y universitario nacional es el de los Factores de Distribución Generalizados de Generación (GGDF, del inglés *generalized generation distribution factors*) y los Factores de distribución generalizados de consumos (GLDF, *generalized load distribution factors*). La metodología utilizada para la obtención de estos factores se muestra en el Anexo B.

### **2.1.1.2 Expansión del Sistema Troncal**

Las obras recomendadas en el ETT serán clasificadas por el consultor que realiza el estudio como obras nuevas o ampliaciones de las ya existentes según los criterios establecidos en la ley y en las bases técnicas del estudio. En base a esto el consultor presenta el siguiente criterio [5]:

Criterio de clasificación como Obras Nuevas:

- A todas las líneas de transmisión nuevas, incluyendo sus paños terminales. En todos los casos de nuevas líneas que se recomiendan en este estudio se trata de obras de gran envergadura que se construyen de manera independiente de las instalaciones existentes, y requieren de una coordinación mínima con tales instalaciones al momento de realizar la conexión de la nueva obra con ellas.
- A todas las subestaciones nuevas, incluyendo en ellas las subestaciones nuevas que seccionan líneas existentes (...) y las nuevas subestaciones transformadoras de 500/200 kV que se conectan ya sea seccionando líneas existentes (...) o bien conectándose a barras de subestaciones existentes (...). En todos los casos en que se aplica este criterio se trata de obras de gran envergadura que pueden ser construidas con independencia de las instalaciones troncales existentes y requieren de una coordinación mínima con tales instalaciones al momento de realizar la conexión de la nueva obra con ellas.
- A todas las ampliaciones de gran envergadura en subestaciones existentes, tales que justifiquen la realización de una licitación competitiva.

Criterio de clasificación como ampliación de instalaciones existentes:

- A todas las obras consistentes en el tendido de un segundo circuito en estructuras existentes.
- A todas las obras de ampliación o modificación de subestaciones existentes, cuya ejecución interfiere con sus instalaciones. Tal es el caso de la instalación de una barra de transferencia o de un interruptor seccionador de barras en una subestación existente. Cabe señalar que este caso se presenta, además, la condición de que se trata de obras de una magnitud insuficiente como para ponderar los beneficios de adjudicar su operación como obra nueva con los costos asociados a su ejecución sin independencia de las instalaciones existentes.

- A todas las obras consistentes en instalaciones que no revisten la magnitud suficiente como para presentar condiciones técnicas y económicas que permitan considerar como eficiente el desarrollo de una licitación competitiva para adjudicar la titularidad de su operación en los términos señalados en el Artículo 95° de la Ley, aún cuando se trate de instalaciones con suficiente grado de independencia de las instalaciones existentes. Tal es el caso, por ejemplo de la instalación de bancos de condensadores estáticos en subestaciones existentes.

En el estudio se entregan las fechas de puesta en servicio de las obras a construir dentro del cuatrienio en base a criterios económicos que cumplan con los criterios de seguridad y calidad de servicio establecidos por la Norma Técnica. De manera similar, los plazos de construcción toman en cuenta los tiempos necesarios para la tramitación de la autorización ambiental y la obtención de la concesión, por lo que un posible atraso de la fecha de puesta en servicio aumentará las gestiones para las cuales fueron justificadas estas obras.

Luego de establecido el sistema troncal, valorizadas sus instalaciones y entregado el plan de expansión, anualmente es revisado este plan en un informe realizado por el CDEC con el fin de internalizar los cambios y necesidades que van apareciendo luego de la realización del ETT, de esta forma se pueden recomendar nuevas instalaciones o también aplazar la decisión de construcción de otras según las circunstancias actuales y proyecciones esperadas.

### **2.1.2 Sistema de Subtransmisión**

El Sistema de Subtransmisión está definido en la ley en el Artículo 75° [8], que establece que el sistema de subtransmisión estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras. De igual forma se especifica que cada sistema de subtransmisión debe cumplir con las siguientes características:

- a) No calificar como instalaciones troncales según lo establecido en el artículo 74°.
- b) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras. Las líneas y subestaciones de cada sistema de subtransmisión serán determinadas, previo informe técnico de la Comisión, mediante decreto supremo del Ministerio de Energía, dictado bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, el que tendrá una vigencia de cuatro años.

Este sistema está sometido a régimen de acceso abierto, las cuales pueden ser usadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias, a través del pago de la remuneración que corresponda. De igual manera no podrán negar el acceso por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio de que se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios. [10]

La valorización de las instalaciones de subtransmisión es calculado en el Estudio de Subtransmisión [11] realizado por un consultor a pedido de la CNE cada cuatro años, y este se basará en instalaciones *económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un período de cuatro a diez años de tal forma que minimicen el costo actualizado de inversión, operación y falla eficientemente operadas y considerará separadamente [12]:*

- a) Pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía.
- b) Costos estándares de inversión, mantención, operación y administración.

### **2.1.2.1 Tarificación en Subtransmisión**

Un punto importante a tratar es la forma que se tarifica la subtransmisión, dado que por tratarse de un monopolio natural y por ende tener importantes economías de escala, presenta costos medios decrecientes. Este hecho es punto de debate en como tarificar estos sistemas con características de monopolio natural, debido que la teoría marginalista propone que el máximo beneficio se encuentra en la intersección de las curvas de oferta y demanda, donde la curva de oferta representa el costo marginal de una industria.

Sin embargo si se utiliza este criterio para una empresa con costos medios decrecientes, no se podría cubrir los costos en que incurre la empresa para entregar su servicio y tendría pérdidas para entregar el servicio. De la teoría marginalista se puede observar que la curva de costos marginales típicamente es decreciente en su comienzo para luego ser creciente interceptando a la curva de costos medios en su punto mínimo, de esta manera si la curva de costos medios es decreciente en todo momento por las economías de escala, los costos marginales siempre serán menores que los costos medios de la firma. Es por esta razón que la tarificación del sistema de subtransmisión es en base a los costos medios.

### **2.1.3 Sistema de Transmisión Adicional**

El sistema de Transmisión Adicional se define por ley como [13] *las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.*

Estas líneas se someterán al régimen de acceso abierto si hacen uso de las servidumbres para tender líneas aéreas o subterráneas a través de propiedades ajenas, para ocupar los terrenos necesarios para el transporte de la energía eléctrica, desde la central generadora o subestación, hasta los puntos de consumo o de aplicación o para ocupar y cerrar los terrenos necesarios para las subestaciones eléctricas, incluyendo las habitaciones para el personal de vigilancia.[9], y las que usen bienes nacional en su trazado. Por lo que una línea que sea sometida a régimen de acceso abierto no puede negar el uso de esta si existe la capacidad técnica de transmisión, la cual

es determinada por el CDEC. El uso y pago de estas líneas se registrará por contratos privados entre las partes respetando las disposiciones legales pertinentes. [14]

El peaje que deben pagar los usuarios regulados que utilicen líneas adicionales, a pesar de no encontrarse vigente un reglamento que lo regule, se extiende el desarrollo de tarificación de los sistemas de subtransmisión a las líneas adicionales, es decir se utiliza la tarificación a costo medio el cual considera las pérdidas medias eficientes por el uso de las instalaciones de subtransmisión y los costos en términos de anualidad de la inversión, operación, mantenimiento y administración eficiente que se incurre en las instalaciones de transmisión adicional. Mientras que los consumidores libres fijan un precio privado, en una negociación con el propietario de la instalación, el cual puede ser llevado a arbitraje de forma que se consideren cobros similares a los realizados en los otros sistemas de transmisión.

## **2.2 Segmento Generación SIC**

Actualmente la matriz energética del SIC posee características no deseables para lograr un desempeño óptimo en todos los ámbitos que se desarrolla, lo que entrega grandes desafíos en los próximos años tanto para los entes reguladores, como para los diferentes actores que componen el sistema. Dentro de estas características se encuentra la importante dependencia energética con otros países que presenta la matriz eléctrica, ya que en su mayoría los combustibles fósiles son importados desde el extranjero, esto implica un costo elevado del producto y una inestabilidad de precio, un hecho determinante fue el corte del abastecimiento de gas natural por parte de Argentina.

Una segunda característica de importancia, en la cual se han realizado importantes gestiones, es la inclusión de las ERNC en la matriz eléctrica. En el año 2007 se promulgó la ley 20.257 (Ley ERNC) que establece una obligación a partir del año 2010 del 5% sobre los retiros de contratos suscritos después del 31 de agosto del año 2007. A partir del año 2015 este porcentaje aumenta en 0.5% anual hasta alcanzar un valor del 10% el año 2024. Esta ley se aplica sobre los sistemas interconectados con potencia instalada superior a 200 MW (SIC y SING). De esta forma se incentiva el desarrollo de nuevas formas de generación amigables con el medioambiente y logra crear un mercado en el cual se transan certificados ERNC entre generadores que tengan excedentes de generación renovable no convencional y otros que se encuentren deficitarios.

Figura 2.4 Generación bruta por tecnología en el año 2011 [5]

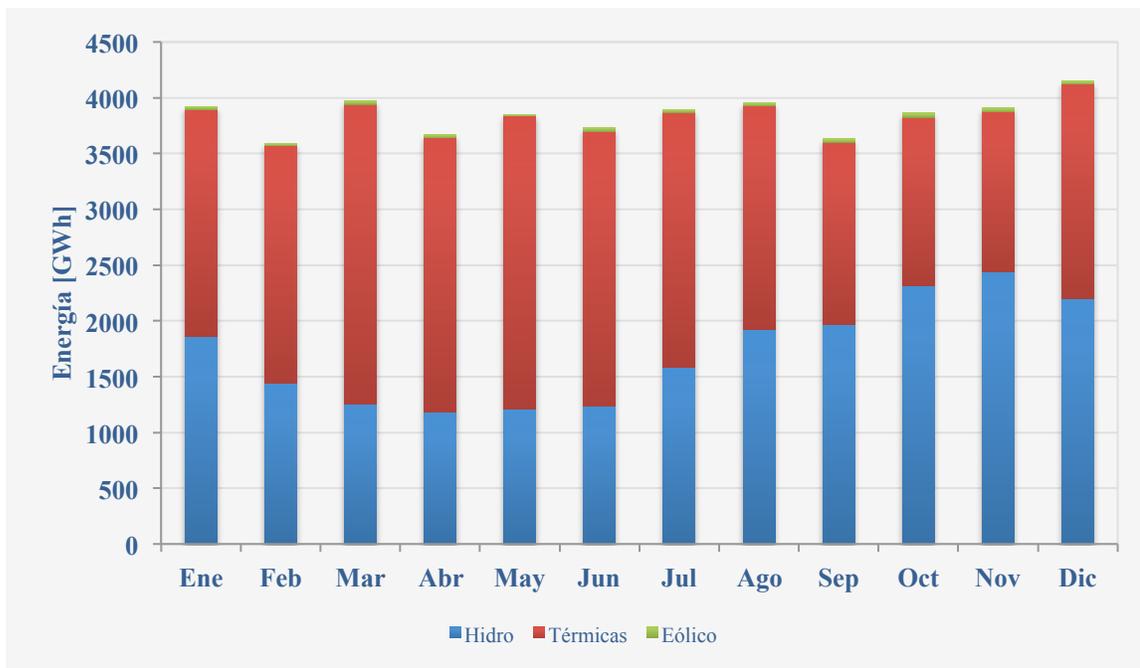
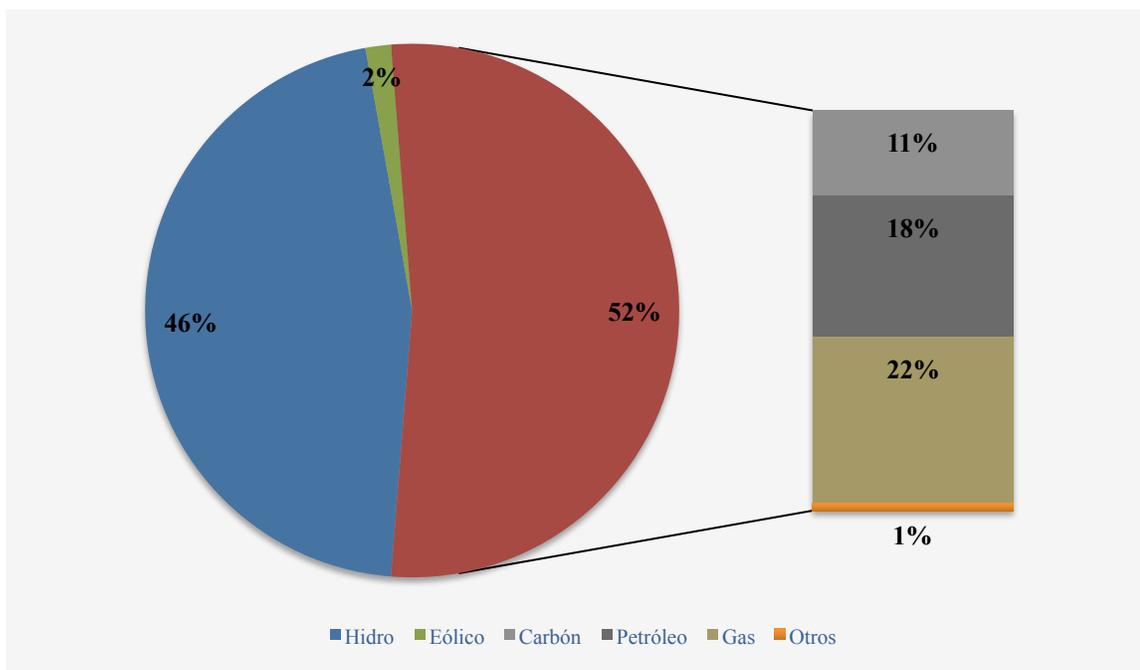


Figura 2.5 Potencia instalada en el SIC por tecnología año 2011 [15]



### 2.2.1 Mercado de la Generación eléctrica

El mercado de la generación en Chile corresponde a un mercado mayorista donde se comercializa la producción de las empresas generadoras. Este mercado se organiza como un *Mandatory Pool*

con costos auditados, en el cual tiene como principales características la transacciones de potencia y energía, acceso abierto para los generadores y la existencia de contratos bilaterales entre generadores y consumidores. De Esta forma, el mercado de la generación se compone de dos mercados; *spot* y de contratos. Sin perjuicio de lo anterior, debido a la nueva legislación relacionada con las ERNC se ha creado un nuevo mercado relacionado con estas tecnologías, el cual será comentado en esa sección.

### **2.2.1.1 Mercado Spot**

Este mercado se basa en el sistema de despacho centralizado realizado por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), este despacho debe ser obedecido por los generadores, es por eso que el mercado es del tipo *Mandatory Pool*. Este despacho es realizado por orden de mérito según los costos variables de generación que presente cada generador, estos costos son auditados y una empresa generadora puede pedir revisión de los costos variables presentados por otra generadora, de no corresponder las evaluaciones pueden existir penalizaciones.

El CDEC realiza primero una programación semanal, con lo que el conocimiento de las variables para dicha semana que determinan el problema del despacho óptimo son en gran cantidad determinísticas. Un punto relevante en esta etapa es el costo variable para las centrales hidráulicas de embalse, el que es determinado a través de una programación de la operación a más largo plazo que considera los afluentes como variables estocásticas.

En definitiva, se realiza una programación semanal que considera diferentes parámetros del sistema, por un lado recibe la información por parte de los generadores de sus curvas de generación, límites de generación, tiempo de toma de carga, mantenimientos, etc. Y por otro lado la cantidad demandada de energía y potencia. Sumado a esto existen restricciones del sistema que deben ser internalizadas para un funcionamiento suficiente y seguro, tales como cotas mínimas de los embalses, restricciones de riego, límites de transmisión, entre otras.

Luego se realiza una programación diaria que tiene como fin despachar las centrales necesarias para abastecer la demanda por energía. Para esto se tiene una curva de demanda diaria que se abastece por orden de mérito según costo variable de generación, así las primeras centrales despachadas en general corresponden a centrales hidráulicas de pasada, luego comienza a avanzar la lista de mérito hasta cubrir la curva de demanda. Luego de este despacho se analizan las condiciones de operación resultante con el fin de respetar los límites de transmisión, restricciones de riego, cotas de embalses, mínimos técnicos de las centrales, tiempos de toma de carga o cualquier otra restricción que debe ser respetada, si alguna de ellas es violada se realizan cambios en el despacho con el fin de operar dentro de las condiciones previamente especificadas.

Luego de realizado el despacho económico, en el mercado *spot* se compra y vende la energía generada a un precio dado por el costo marginal que presenta la última unidad en entrar al despacho de las centrales. Solo participan en este mercado los generadores, ellos acuden al *spot* a comprar la energía necesaria para abastecer sus contratos realizados con clientes libres y/o distribuidoras y a vender su energía producida. De esta forma existen generadores que son excedentarios, los cuales producen una cantidad de energía mayor a la energía requerida por sus clientes, y los generadores deficitarios, los cuales producen menos energía que la requerida por sus clientes.

En este mercado también se transa la potencia necesaria para el sistema, sin embargo en este caso el precio de potencia determinado por la autoridad, a través del Informe de Precio de Nudo en los meses de abril y octubre. En el mercado *spot* los generadores reciben un pago por potencia, el cual está relacionado con la capacidad que tiene cada generador de aportar en horas de máxima demanda potencia con un cierto grado de seguridad, y también ellos compran la potencia de sus contratos al precio de nudo de la potencia.

#### **2.2.1.2 Mercado de Contratos**

En el mercado de contratos se distinguen dos tipos de contratos: los relacionados a clientes libres y los relacionados a clientes regulados (potencia conectada < 2 MW), abastecidos por empresas distribuidoras.

Los clientes regulados son aquellos que tienen un consumo menor a 2 MW y son abastecidos por empresas distribuidoras, si su consumo es entre 2 MW y 500 kW pueden optar si negociar libremente su suministro o pertenecer al grupo regulado abastecido por la empresas distribuidoras. Las distribuidoras deben realizar un proceso de licitación de sus consumos de energía de largo plazo, estos procesos de licitación son validados por la autoridad.

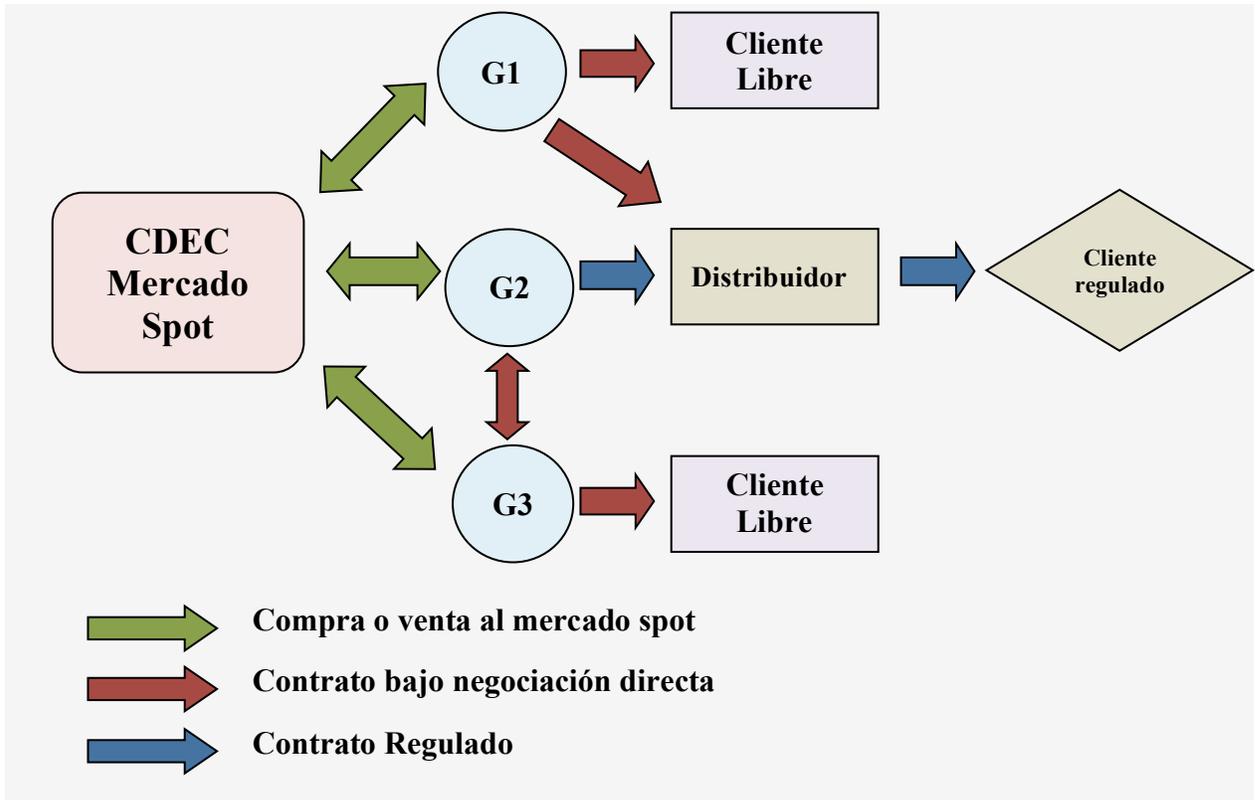
Por otro lado están los contratos con clientes libres, los cuales, por su tamaño negocian libremente el precio del suministro con las empresas generadoras. Importante mencionar que en otros países existe la figura del comercializador el cual tiene el rol de contactar estas dos partes, es decir, ofrece contrato de suministro a un consumidor y luego un contrato de compra de energía a un generador, este hecho introduce una variable más a la competencia dentro del sistema, hoy en día lo más cercano a este rol lo cumplen las distribuidoras y los mismos generadores.

#### **2.2.1.3 Mercado de certificados ERNC**

Debido a la nueva legislación que obliga a los grandes generadores, sobre 200 MW de capacidad instalada, a cumplir con una cuota al año 2024 de un 10% de su energía comercializada debe ser renovable no convencional. De este modo se abre un nuevo mercado que es realizado entre generadores, las empresas que tienen sobre el porcentaje exigido por la ley, están en condiciones de vender esta energía renovable no convencional a las empresas que están bajo el porcentaje exigido en la ley. El precio de contrato es libre y desregulado, por lo que puede ser visto como un importante fomento a la construcción de centrales que logren entregar energía limpia al sistema.

Esta energía debe ser certificada y acreditada según el reglamento que norma la generación de energía en base a medios no convencionales.

**Figura 2.6 Mercado mayorista en Chile. Elaboración propia en base al curso EL7018 Mercados Internacionales de la Energía**



### 2.2.2 Tarificación de la Generación

El negocio eléctrico de generación se divide en dos sectores: el negocio operacional y el comercial. El negocio operacional se considera un negocio involuntario, ya que los generadores inyectan su energía generada en las barras respectivas a un costo marginal dado por la operación general del sistema, el cual es operado por el CDEC. Este costo marginal representa el costo de producción de energía de la última central que inyecta su energía en el sistema. La energía inyectada por cada central es valorizada al costo marginal de su barra de inyección, sumado a este ingreso se encuentra un pago por potencia firme el que tiene por fin reconocer el aporte que realizan las centrales con un cierto grado de seguridad en el período de mayor demanda del sistema. Este pago por potencia es tarifado a precio de nudo en la barra de inyección. Este precio de nudo es fijado semestralmente en los meses de abril y octubre por la Comisión Nacional de Energía.

El negocio comercial de las generadoras es un negocio voluntario, las empresas negocian la venta de energía con clientes libres, los cuales tienen un consumo mayor a 2 MW, mientras que los que presenten un consumo entre 500 KW y 2 MW tienen la opción de entrar como cliente regulado, es decir tarifado a precio regulado por las empresas distribuidoras, o ser calificado como cliente libre y negociar el valor del suministro de energía. Al concretar este negocio las empresas generadoras deben cumplir con sus contratos de suministro y deben ir al mercado spot y comprar esta cantidad de energía al costo marginal de la barra de retiro y potencia a los precios de nudo en la barra de retiro.

El Informe de Precio de Nudo tiene como fin fijar los precios de nudo semestralmente, la metodología en términos generales se basa en obtener el precio de nudo básico en una barra de referencia la cual para el informe de abril 2012 es Quillota 220 kV. Este precio de nudo representa el costo marginal promedio de generación actualizado en un horizonte de 48 meses en esta barra, el modelo utilizado también calcula los costos marginales en todas las barras del sistema. Luego se procede al cálculo de los factores de penalización en cada barra, los que reflejan las pérdidas en que se incurre por efectos de transmisión con respecto a la barra de referencia. Estos precios representarán los precios máximos que pueden ser adjudicados en los procesos de licitación de suministro para empresas distribuidoras.

El precio de nudo de potencia de punta se establece en primera instancia en la barra Polpaico 220 kV como la subestación básica de la potencia de punta. Para este fin se considera como unidad de punta una turbina a gas diesel de 70 MW. Con esto se valoriza la entrega de un mega watt de potencia de punta en esa barra, representando el precio básico de la potencia. Luego se distribuye este precio a todas las barras según el correspondiente factor de penalización de la potencia. Para un mayor detalle sobre la indexación de los precios y los criterios de la banda de precio de mercado revisar el Informe de Precio de Nudo de octubre del 2012. [16]

### **3 ESTUDIO DE CONGESTIÓN AL NORTE DE S/E NOGALES EN EL PERIODO 2012-2018**

Los sistemas de transmisión presentan limitaciones en su uso debido a las características técnicas propias del material con que se construyen o características sistémicas, de este modo existen instancias en la operación que estos límites son alcanzados produciéndose una congestión ya que no es posible seguir inyectando energía por ese tramo. Este hecho tiene una importancia en el desempeño económico del sistema, ya que afecta directamente la competencia entre los generadores y saca del punto de eficiencia al sistema, observándose subsistemas desacoplados unos de otros. Esta situación se observa en el sector norte del SIC, para remediar esto se ha recomendado y licitado la construcción de línea de 500 kV que unirá las subestaciones Nogales con Cardones aumentando la capacidad de transmisión para retomar el punto de eficiencia económica del sistema.

Para este estudio, se simula la operación del sistema mediante la utilización de un modelo de optimización que será descrito a continuación.

#### **3.1 Modelo de simulación**

El trabajo realizado en este proyecto se basa en la utilización de un modelo que tiene como función la optimización dinámica de la coordinación hidrotérmica de la operación del sistema. Este modelo, llamado PLP (Programación de Largo Plazo) que considera la existencia de múltiples embalses y sistemas de transmisión, es utilizado ampliamente en la industria y en las instituciones regulatorias con el fin de poder estimar la generación, costos marginales, costos de operación, etc. Por lo tanto esta herramienta es utilizada para observar diferentes problemas o comportamientos que se observen en el sistema bajo diferentes escenarios de operación, permitiendo a las autoridades y empresas tomar decisiones a mediano y largo plazo que logren contrarrestar estas situaciones.

La metodología utilizada por este modelo se estructura en dos etapas: primero se realiza un estudio recursivo desde el futuro hacia el presente (etapa *backward*) por lo que se necesita una condición de borde para el final de la operación relacionada con los niveles de agua para los embalses. Para cada discretización del tiempo (llamadas *etapas*, serán detalladas en la siguiente sección) se resuelve un programa lineal que entrega la operación óptima para minimizar el costo de operación del sistema, así se calculan los valores del agua iniciales en cada etapa. Segundo, teniendo los valores del agua para cada etapa, se simula la operación desde el presente hacia el futuro (etapa *forward*) con el fin de obtener la operación óptima del sistema, los nuevos niveles de agua, despacho de todas las centrales y costos marginales en todas las barras del sistema.

Un parámetro importante a la hora de describir el funcionamiento de este modelo corresponde a las hidrologías. Cada hidrología representa un escenario de caudales afluentes correspondiente a los 49 años anteriores. De esta manera existen 49 escenarios hidrológicos que entregan una gama de estados de operación del sistema, mostrando diferentes escenarios hidrológicos que permite tomar acciones correctivas para los próximos años.

#### **3.2 Base de cálculo**

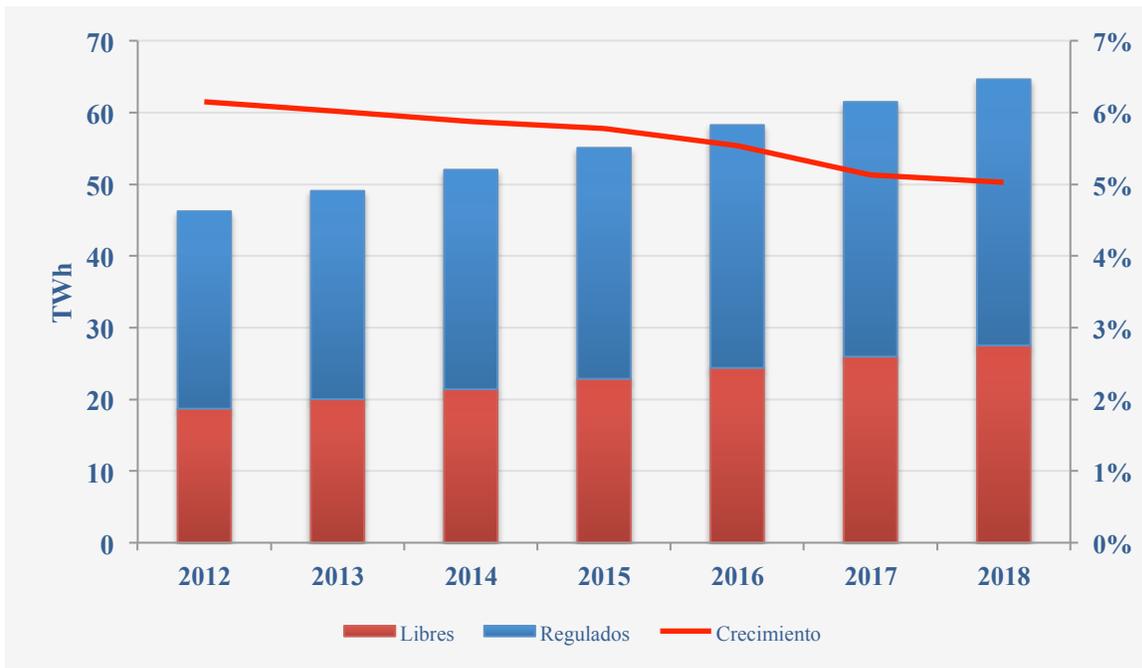
A continuación se presentarán las bases de cálculo utilizadas en el presente estudio, previo a esto se describirá el software utilizado en la optimización del despacho de centrales.

### 3.2.1 Proyección de la demanda

#### Proyección anual

La proyección de la demanda anual utilizada en la configuración del PLP es la entregada en el estudio de revisión del ETT del año 2012, el cual se presenta en la siguiente figura.

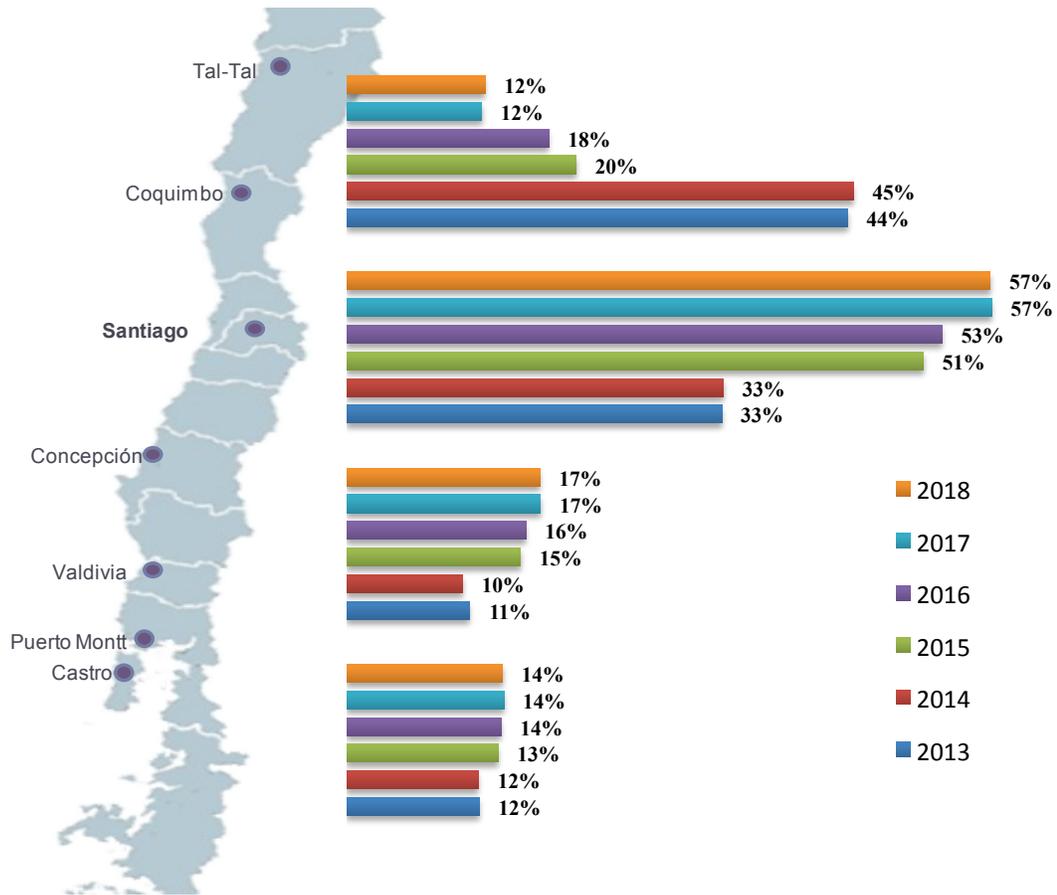
Figura 3.1 Crecimiento de la demanda [17]



#### Proyección según distribución geográfica

La proyección presentada en la sección anterior tiene diferente distribución a lo largo del país, lo que sumado a la construcción de nuevas centrales, determinará qué áreas se encuentran deficitarias o excedentarias de energía. A continuación se presenta el aumento del consumo según sector del país para el periodo en estudio.

**Figura 3.2 Porcentaje de crecimiento de demanda entre los años 2012 y 2018. Elaboración propia en base a [17]**



### Modelación temporal

Se modela temporalmente la demanda a través de tres bloques; alta, media y baja demanda. De igual forma el tiempo está discretizado en etapas que son representadas por estos bloques de consumo, de tal forma poder modelar lo mejor posible la curva de demanda real. La modelación mensual de la demanda para cada año hidrológico (un año hidrológico comienza en Abril de un año y termina en Marzo del año siguiente) está descrita en la siguiente tabla.

**Tabla 3.1 Modelación de la demanda según año hidrológico. Elaboración propia**

Año hidrológico	Etapas por mes
2012-2013	12
2013-2014	12
2014-2015	3
2016-2017	3
2017-2018	1

### 3.2.2 Plan de obras

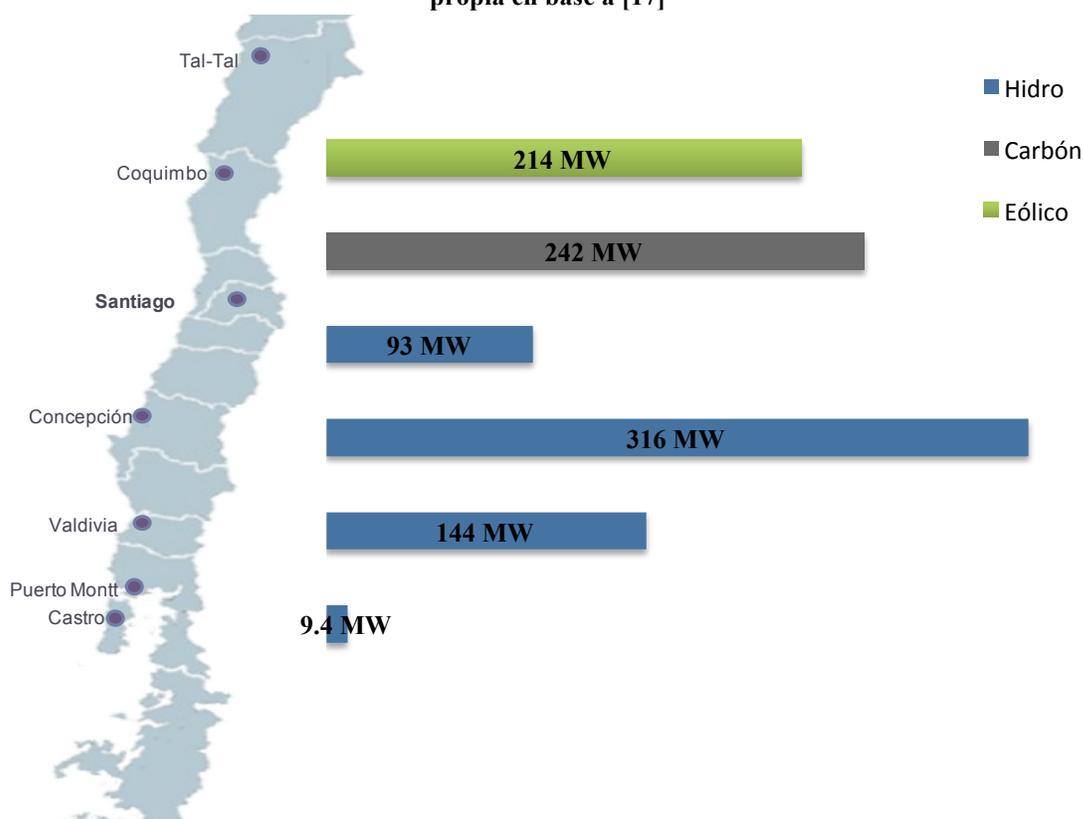
## Transmisión

La recomendación de expansión del sistema troncal del SIC presentada en el ETT del cuatrienio 2011-2014 (Anexo C) ha sufrido diferentes modificaciones, ya sea por la reevaluación en los estudios anuales realizados por el CDEC, o por circunstancias que se producen en las fases de licitación o construcción de las obras. Estas razones han atrasado proyectos de importancia para la descongestión y operar de manera segura el sistema.

## Generación

Con respecto a la generación, existe un plan de obras recomendado y un plan con las obras en construcción los cuales se presentan en el Anexo D. A continuación se muestra las obras que entran en servicio antes del 2018, distribuidas geográficamente a lo largo del SIC.

**Figura 3.3 Crecimiento de generación entre los años 2012 y 2018. Elaboración propia en base a [17]**



Comparando la distribución de la nueva generación construida para el año 2018 distribuida geográficamente con el crecimiento de la demanda distribuido de igual forma se puede observar que en términos generales la demanda para el año 2018 crecerá en mayor proporción en el sector centro y norte del SIC, mientras que la generación futura se concentra de forma importante en el sur y centro, con esto se espera que los flujos tengan un sentido sur a norte.

### **3.2.3 Proyección de disponibilidad y precios combustibles para centrales SIC**

El nivel de combustible utilizado en la simulación corresponde a 100 US\$/bbl (dólares por barril). Mientras que la disponibilidad de GNL dentro del horizonte de análisis de este trabajo es el siguiente:

- Nehuenco 1: Sin GNL
- Nehuenco 2: Sin GNL
- Nueva Renca: Sin GNL
- San Isidro 1: 100% disponible todo el horizonte
- San Isidro 2: 100% disponible todo el horizonte

### **3.3 Diagnóstico del SIC, subestación Nogales al norte**

A continuación se realizará un diagnóstico del estado actual del SIC desde la subestación Nogales hasta Diego de Almagro que logre mostrar las características de operación, limitaciones y riesgo en que se encuentra este sector. Para poder realizar este diagnóstico es importante describir el concepto de desacoplamiento en un sistema eléctrico.

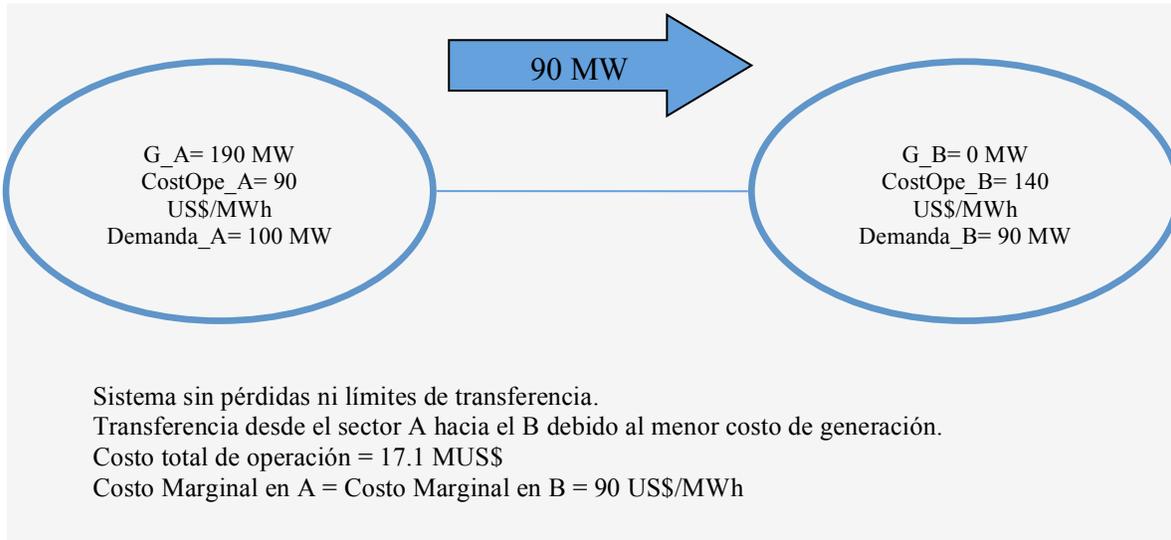
#### **3.3.1 Sistema desacoplado**

Uno de los principales desafíos en el diseño y operación de los sistemas de transmisión es lograr mantener el sistema dentro de los criterios que permitan un funcionamiento seguro y eficiente de la red, de tal manera poder abastecer la totalidad de los consumos que están conectados a él. El riesgo de no abastecer la demanda en algún punto de la red está relacionado a diferentes tipos de congestiones que pueden afectar el correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia, asociado a diferentes componentes que forman parte de la red eléctrica. Para contrarrestar estos riesgos existe un criterio de diseño especificado en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio el cual tiene el fin de permitirle al sistema enfrentar la ocurrencia de una contingencia simple sin que esta se propague al resto del sistema, este es el llamado criterio “N-1”. Sin embargo durante la operación real, en algunos casos, es necesario relajar la restricción de diseño impuesta por el criterio N-1 con el fin de superar congestiones que se puedan suscitar en la operación del sistema.

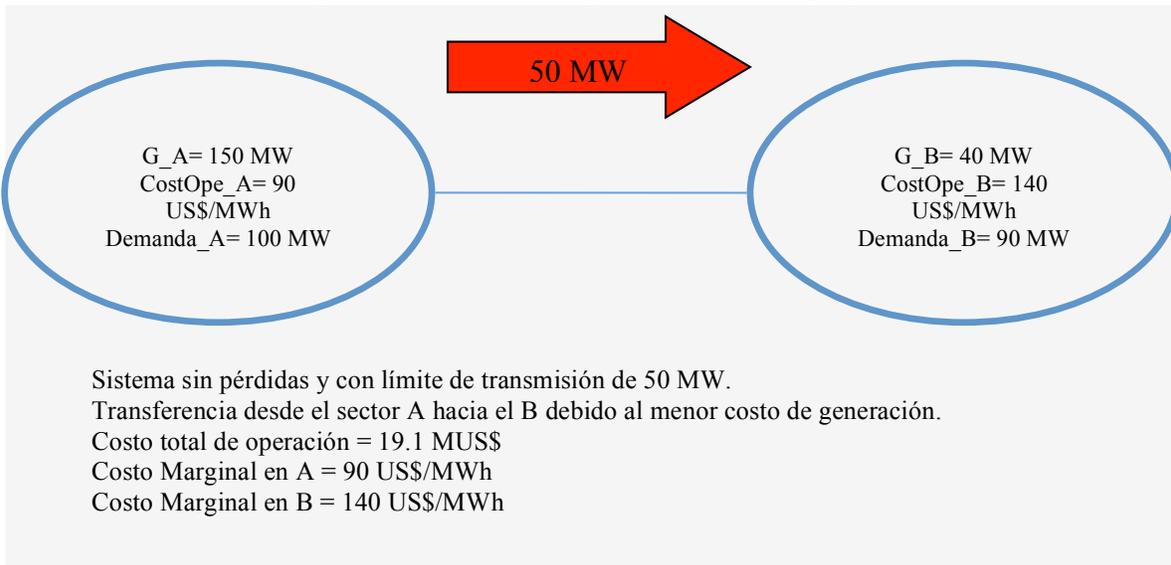
De esta manera, al existir una congestión por limitación de transmisión, el sistema comienza a operar de manera desacoplada, es decir, ocurre un seccionamiento del sistema en el sentido técnico y económico. Esto se traduce en que la energía proveniente de la línea saturada no logra llegar a los consumos ubicados en la dirección de sentido del flujo, es por esto que otros generadores que estén ubicados en otros puntos del sistema deben suplir esta falta de abastecimiento. Este hecho se refleja en que se saca al sistema de su óptimo económico y se deben despachar centrales que en un principio no lo estaban ya que sus costos variables de generación la ubicaban en los últimos lugares de las lista de mérito. Al entrar en operación una central con un costo variable de generación superior al costo marginal del sistema se produce un desacople de los costos marginales de las barras que une la línea congestionada, de esta forma se verá un incremento del costo de operación del sistema, y debido a la estructura económica del sistema eléctrico, en el largo plazo este aumento es traspasado al cliente final.

La siguiente figura grafica una contingencia en una línea dejando un sector del sistema operando de manera desacoplada del resto.

**Figura 3.4 Sistema acoplado. Elaboración propia**



**Figura 3.5 Sistema desacoplado. Elaboración propia**



De este sencillo ejemplo se puede observar como una congestión en una línea de transmisión encarece el abastecimiento de la demanda por energía debido al despacho de centrales con mayor costo de operación.

### 3.3.2 Análisis de subestación Nogales al norte

El sector del SIC en el cual se enfocará este estudio que se encuentra al norte de la subestación Nogales presenta situaciones de congestión que se atribuyen a un aumento sostenido de la

demanda por parte de proyectos mineros, sin dejar de considerar las tasas de crecimiento de los consumidores regulados. En la siguiente tabla se muestran los proyectos que están programados en el sector.

**Tabla 3.2 Proyectos de consumo programados [17]**

Proyecto	Punto de Conexión	Inicio	MW
Caserones	Maitencillo 220 kV	Sep 12	17
		Ene 13	34.9
		Ago 13	130.1
Pascua Lama	Punta Colorada 220 kV	Jul 13	86.1
		Ene 14	104.9
		Ene 15	160
Cerro Norte Grande	Cardones 220 kV	Abr 13	6.5
		Ago 13	9
		Sep 13	43.8

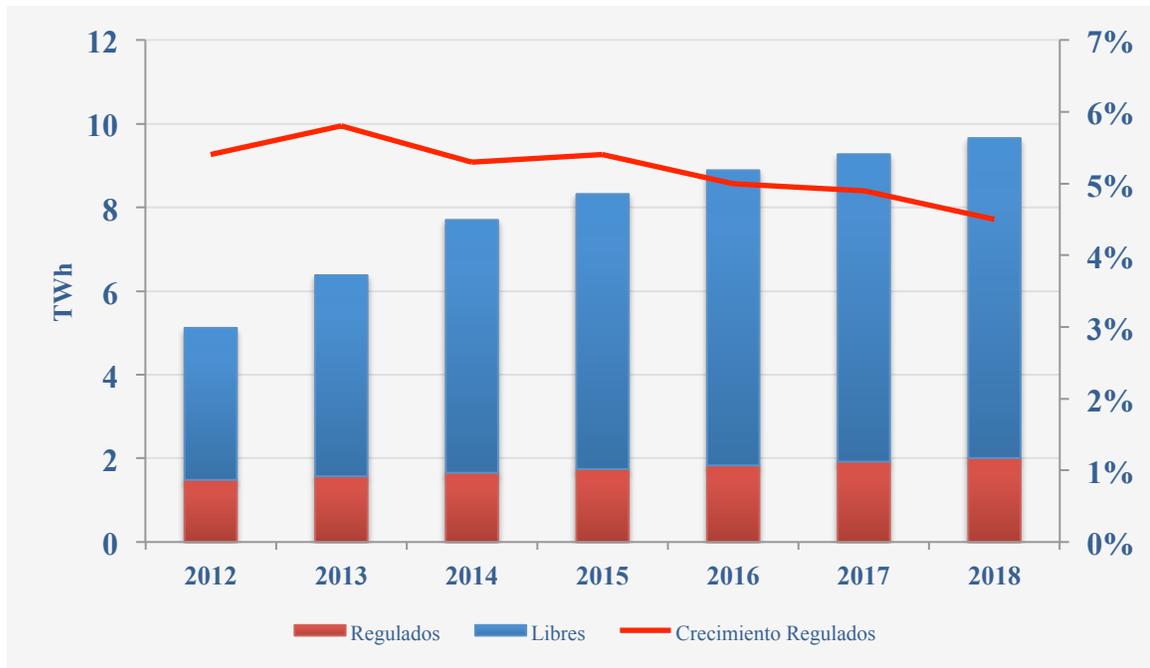
Con respecto a la generación de energía en este sector, dentro del Plan de Obras en construcción presentado en el Anexo D las centrales que se conectan a barras que se encuentran de la S/E Nogales al norte corresponden a El Arrayán y Talinay Oriente, por otro lado existen obras recomendadas para este sector, las cuales se presentan en la siguiente tabla.

**Tabla 3.3 Obras de generación recomendadas de Nogales al norte [17]**

Fecha de entrada	Obra	MW	Barra
Jul 2014	Eólica IV Región 01	50	Pan de Azúcar 110
Jul 2016	Taltal CC GNL	120	Paposa 220
Oct 2017	Eólica IV Región 02	50	Pan de Azúcar 220

Existe un importante consumo industrial en el sector norte del SIC debido a la existencia de grandes yacimientos mineros, representando gran parte de los retiros en la actualidad y aún más fuertes en los siguientes años. En la siguiente figura se muestran los consumos esperados y el crecimiento de la demanda de Nogales al norte.

Figura 3.6 Proyección de crecimiento de demanda de Nogales al norte [17]



Diferentes proyectos de transmisión han sido presentados a la Dirección de Peajes (DP) en sus revisiones anuales del ETT para el sector norte del SIC. Dentro del cuatrienio 2007-2010 se recomendó la construcción del tercer circuito en 220 kV entre las subestaciones Maitencillo y Cardones con fecha de entrada en servicio para Enero 2011, sin embargo la decisión de iniciar la obra estaba contemplada para Enero 2008 en la revisión del ETT de dicho año. De igual forma se recomendó la construcción de un tercer circuito en 220 kV entre las subestaciones Nogales y Pan de Azúcar con fecha de entrada en servicio para Febrero del 2013 y su decisión de construcción para Junio del 2009, esto dependiendo de los proyectos de grandes consumos y de las centrales que podrían ser construidas en el sector, finalmente este proyecto no cumplió con los requisitos necesarios para su recomendación.

Para el siguiente cuatrienio, en el ETT 2011-2014 se recomendó como obra nueva una línea 2x220 kV entre las subestaciones Diego de Almagro y Cardones con fecha de puesta en servicio para Julio del 2016, para esta misma fecha se propone la entrada en servicio de una línea de 2x500 kV entre las subestaciones Nogales y Cardones con la posibilidad de evaluar extender este circuito hasta la subestación Polpaico. Luego del primer estudio realizado en este cuatrienio, correspondiente a la revisión del año 2011, se atrasó la fecha de entrada de estos proyectos para Enero del 2017 debido a que los plazos de construcción para las líneas nuevas ubicadas al norte de la subestación Charrúa es de 5 años y este plazo sobrepasa el periodo de estudio del ETT y debe ser revisado año a año en la revisión del CDEC, sin embargo esta nueva fecha no podrá ser cumplida ya que en una primera instancia la licitación fue considerada desierta por motivos que este trabajo no importa en mencionar. Es por esto que en la siguiente revisión, correspondiente al año 2012, el circuito de 500 kV entre las subestaciones Polpaico y Cardones fue estimado con una fecha de entrada para enero del 2018, mientras que la línea en 220 kV entre las subestaciones Diego de Almagro y Cardones fue estimada con una fecha de entrada para Septiembre del 2017.

En una segunda instancia de licitación, la línea de 500 kV fue adjudicada [18] permitiendo poder cumplir los plazos estipulados en la última revisión.

Este último punto es donde se enfoca este estudio, la postergación continua de la recomendación de una línea de 500 kV entre las S/E Nogales y Cardones, lo que llevará al sistema a importantes congestiones en los próximos años. Este tramo presenta una gran demanda en el tramo Maitencillo – Cardones, por lo que los flujos desde el sur son hacia este sector, mientras que de la S/E Cardones al norte los flujos vienen desde la S/E Diego de Almagro hacia el sur. De este modo las condiciones de operación, en los meses de verano, cuando se reduce el límite de transmisión por capacidad térmica debido a las altas temperaturas ambientales, se observan congestiones en todo este periodo produciéndose un desacople en los costos marginales en la S/E Cardones. Al norte de esta subestación, dada la limitación de inyección de energía desde el sur, son las centrales que en su mayoría operan con diesel, las que deben suplir con esta falta de energía. También se produce otro fenómeno relacionado con la seguridad de operación, debido al criterio N-1 la central Tal-Tal que opera con gas natural no puede ser despachada a su máximo ya que de existir una contingencia en el tramo Cardones – Diego de Almagro, los consumos ubicado al norte de esta contingencia quedarían sin abastecimiento, de este modo son despachadas centrales con un mayor costo variable y se debe reservar esta potencia en caso que sea necesaria.

Para desarrollar el análisis se evaluarán dos casos de estudio; el caso base corresponde a mantener la fecha de entrada en servicio de la línea de 500 kV entre las S/E Nogales y Cardones presentada en la última revisión del ETT realizada por el CDEC la cual corresponde a Enero de 2018, el caso I corresponde a un cambio en la fecha de entrada en servicio para la primera vez que se mencionó el proyecto de una línea de 500 kV para el norte del SIC en las revisiones del ETT, esta es Abril de 2013.

### **3.3.3 Análisis de Escenarios zona norte del SIC**

Dada la situación actual en el sector norte del SIC es posible observar diferentes escenarios que pueden ocurrir en los siguientes años, estos dependerán de las situaciones en las que se encuentre el sistema respecto al nivel de precios, nuevos proyectos de generación o consumo, etc.

Uno de los más bullados escenarios es la interconexión de los dos sistemas interconectados de mayor magnitud, el SING y el SIC. Según el informe realizado en marzo de 2012 [19], se analizaron 4 casos de interconexión, dos escenarios, uno en corriente continua y otro en corriente alterna, con límite de transmisión de 1000 MW y otros dos casos con límite de 1500, también para corriente continua y alterna. El consultor recomienda desarrollar la interconexión SIC-SING en 500 kV corriente alterna, para una capacidad de 1500 MW. Esta interconexión se realizaría entre las subestaciones Cardones en el SIC y Encuentro en el SING. Los beneficios observados con este proyecto es una optimización de los beneficios al operar los dos sistemas en conjunto, un plan de expansión en generación de mayor eficiencia, los costos de suministro de energía serían menores, se utilizaría de mejor manera el respaldo de energía que tienen los sistemas, al ser un sistema más robusto aumentaría la seguridad ante fallas o salidas de servicio de generadores y se tendría mayor capacidad para recibir ERNC desde el SING. Según lo esperado la fecha de licitación es propuesta para el primer semestre de 2013 para tener una entrada en operación entre los años 2018-2019. Este escenario no será analizado en este trabajo.

Otro de los escenarios que puede desarrollarse en los próximos años es la fuerte entrada de generación ERNC en la zona norte del SIC, esto se espera por distintos factores. La actual normativa establece que al año 2024 el 10% de los retiros debe estar respaldado con ERNC, los costos de desarrollo de algunas tecnologías han ido a la baja y se pronostica este mismo comportamiento para los siguientes años, por parte del Estado existe un plan de fomento para el desarrollo de energía geotérmica, los altos costos de la energía en el norte del país motivaría la entrada de estos proyectos, entre otros.

Sin duda que uno de los escenarios más conflictivo es el uso de los recursos hídricos de la región de Aysén, este proyecto está en la fase de evaluación de la línea de transmisión, sin embargo en este momento el proceso de evaluación está suspendido en espera de la construcción de la carretera eléctrica. Esta carretera eléctrica posibilitará la inyección de la energía de Aysén en la ciudad de Puerto Montt y agilizaría la construcción de las centrales ya que el Estado es quien expropiaría los terrenos para la construcción de esta línea. La construcción de las centrales ha tenido una fuerte resistencia por parte de la sociedad a lo largo de todo el país, sin embargo el estudio de impacto ambiental presentado para la construcción de las centrales ya fue aprobado, solo resta saber el futuro de la línea de transmisión. Esta energía sin duda que es de mucha importancia debido a la escasez de futuros proyectos de generación y al crecimiento que se espera de la demanda por energía, pero se está dentro de un escenario social que no logra su aprobación, esto determina la necesidad de educar a la sociedad en temas energéticos para poder crear conciencia y también generar un debate que entregue una visión a nivel país.

### **3.3.4 Descripción de casos**

A continuación se presentan los casos estudiados en este trabajo, los cuales hacen referencia a la fecha de puesta en servicio de la línea de 500 kV entre las subestaciones Nogales y Cardones.

#### **3.3.4.1 Caso Base**

El caso base corresponde a la proyección actual que se tiene para el SIC según los diferentes documentos entregados por las autoridades, es por esto que los diferentes parámetros y fechas de entrada en servicio se rigen según la última revisión del ETT entregada por el CDEC y por el Informe de Precio de Nudo del mes de octubre de 2012. En este caso se considera la entrada en servicio de la línea de 500 kV entre las subestaciones Nogales y Cardones para enero de 2018 según lo informado en la última revisión del ETT.

#### **3.3.4.2 Caso 1**

Este caso corresponde a la modificación de la fecha de entrada de la línea de 500 kV que une las subestaciones Nogales y Cardones. Esta fecha corresponde a Abril del 2013 y fue asignada según la primera vez que se mencionó un proyecto de 500 kV en la zona, mención que tuvo lugar en la revisión del año 2008 para el ETT 2007-2010. Este criterio es asumido bajo la idea que ya se observaban importantes congestiones a futuro para esta zona en ese instante, por lo que refleja un escenario de total prevención, distinto al escenario actual el cual ya presenta congestiones y estas aumentan hasta la fecha de entrada en servicio del proyecto para el año 2018.

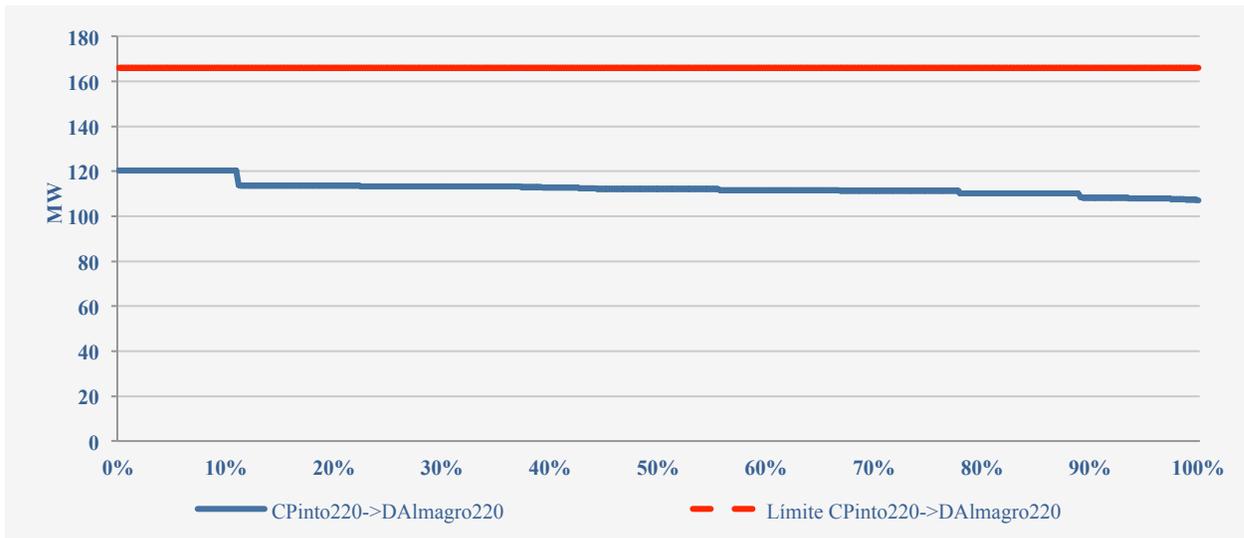
## **3.4 Resultados**

En esta sección se presentarán los resultados obtenidos del estudio de los dos casos comentados en la sección anterior, con el fin de reconocer las principales diferencias entre los dos escenarios, tanto en lo relacionado con la operación y despacho de centrales como los costos económicos que asume el sistema por las condiciones dadas en cada caso.

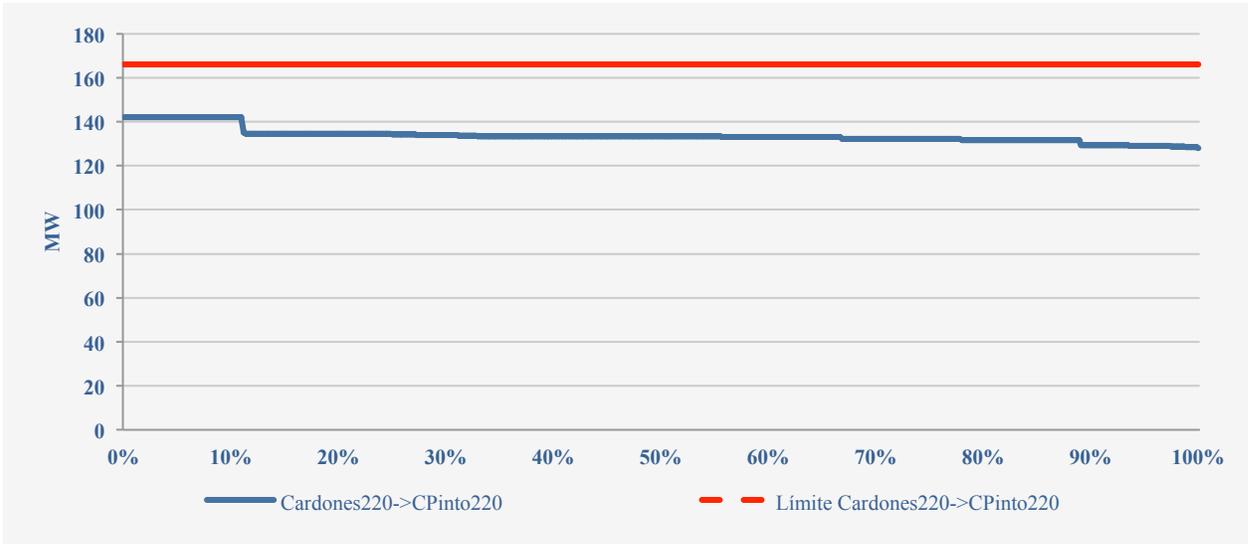
### 3.4.1 Caso Base

La siguiente figura muestra los flujos por los tramos entre las subestaciones Nogales y Diego de Almagro luego de simular la operación del sistema para el periodo de estudio. En ella se observan los flujos para cada etapa y para cada situación hidrológica ordenadas según su magnitud para los meses de diciembre a febrero desde el año 2012 hasta la entrada en servicio de la línea de 500 kV, se muestran estos meses ya que es cuando se reduce el límite máximo de transmisión por las características térmicas de la línea. Por lo tanto esta gráfica se entiende como la probabilidad de tener un cierto nivel de flujo por cada línea.

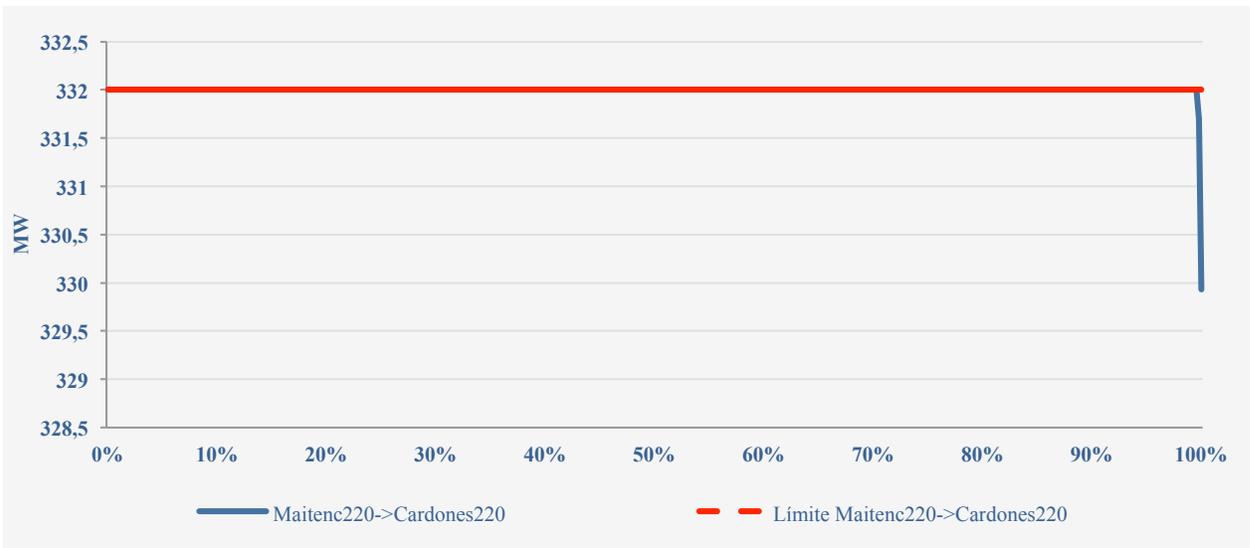
**Figura 3.7 Flujos desde S/E Carrera Pinto hasta Diego de Almagro. Elaboración propia**



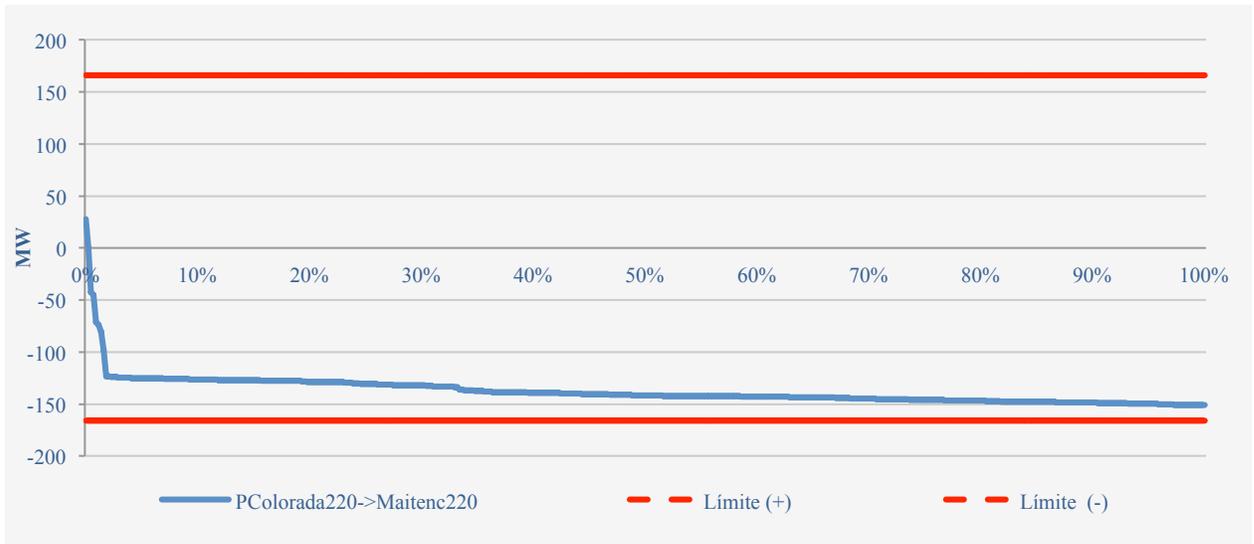
**Figura 3.8 Flujos por el tramo Cardones a Carrera Pinto. Elaboración propia**



**Figura 3.9 Flujos por el tramo Maitencillo a Cardones. Elaboración propia**



**Figura 3.10 Flujos por el tramo Punta Colorada a Maitencillo. Elaboración propia**



**Figura 3.11 Flujos por el tramo Pan de Azucar a Punta Colorada. Elaboración propia**

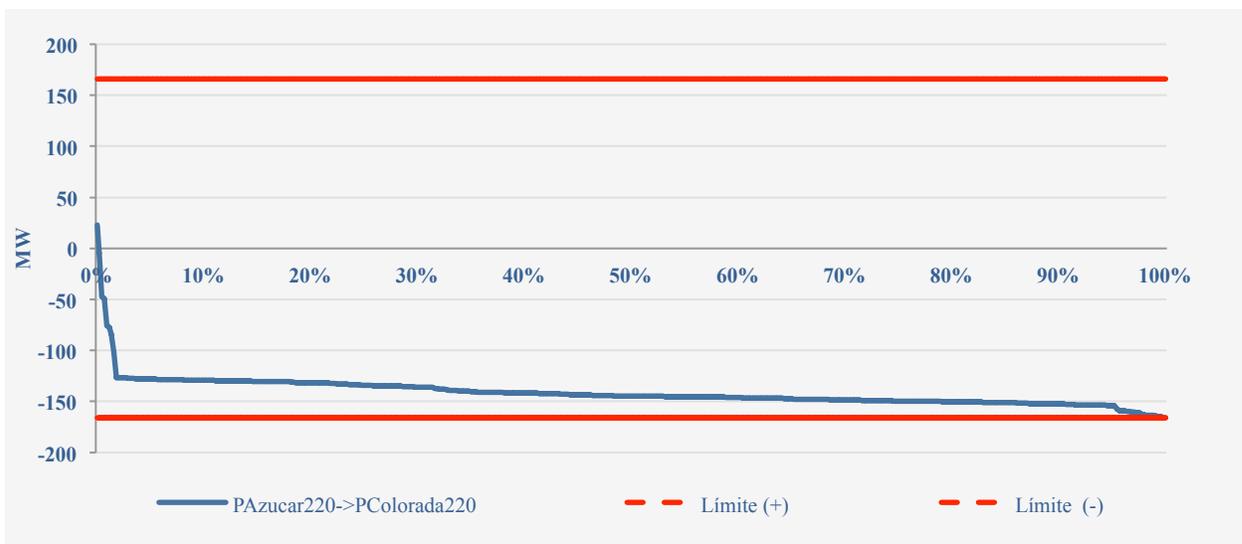


Figura 3.12 Flujos por el tramo Talinay a Pan de Azucar. Elaboración propia

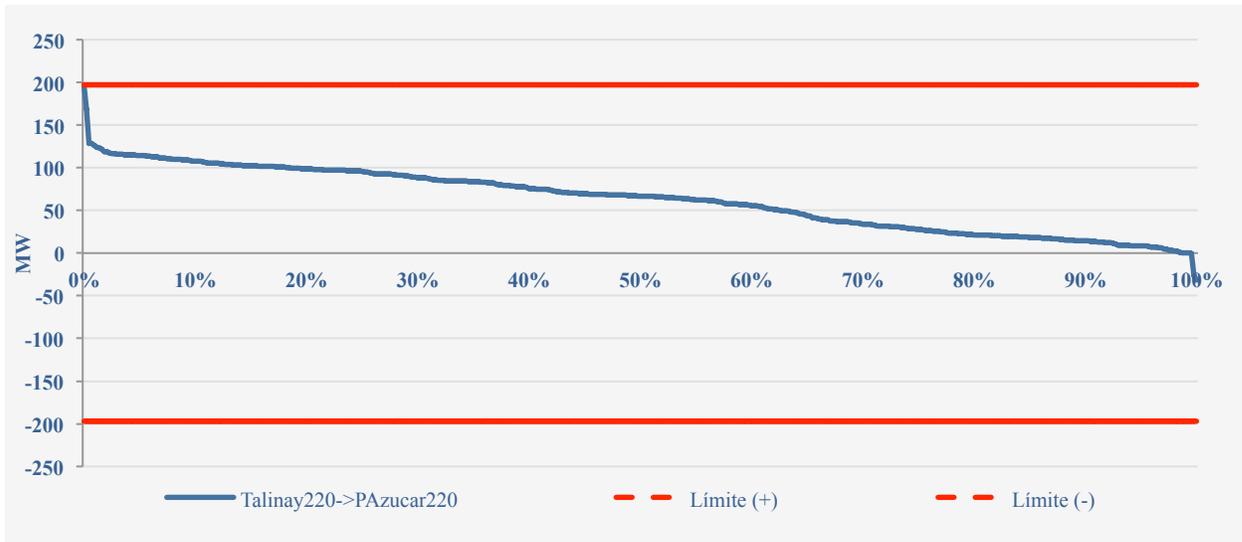
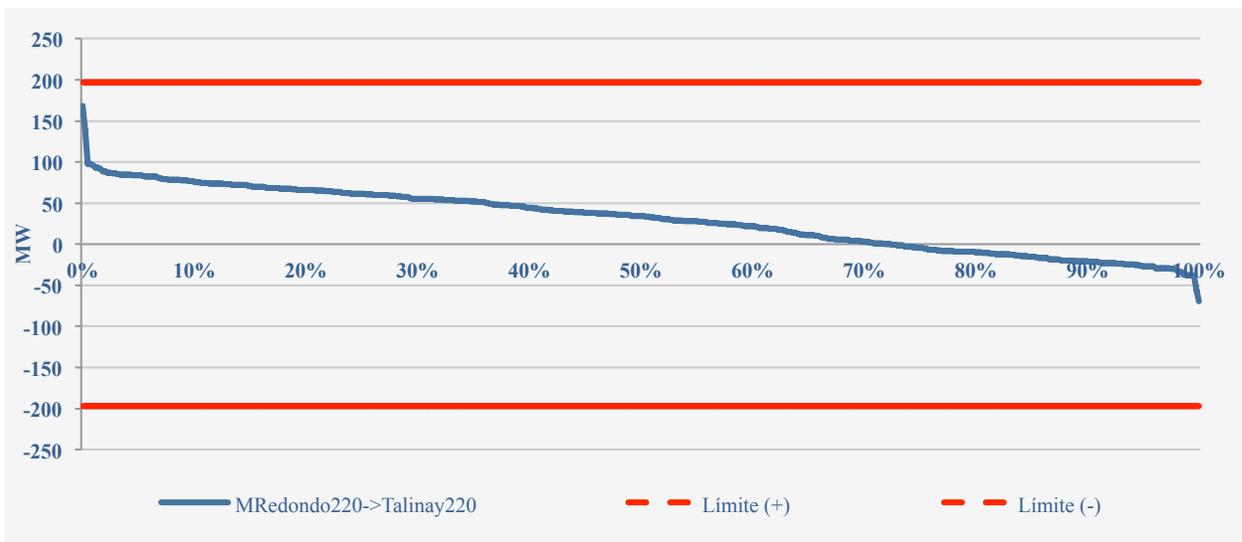
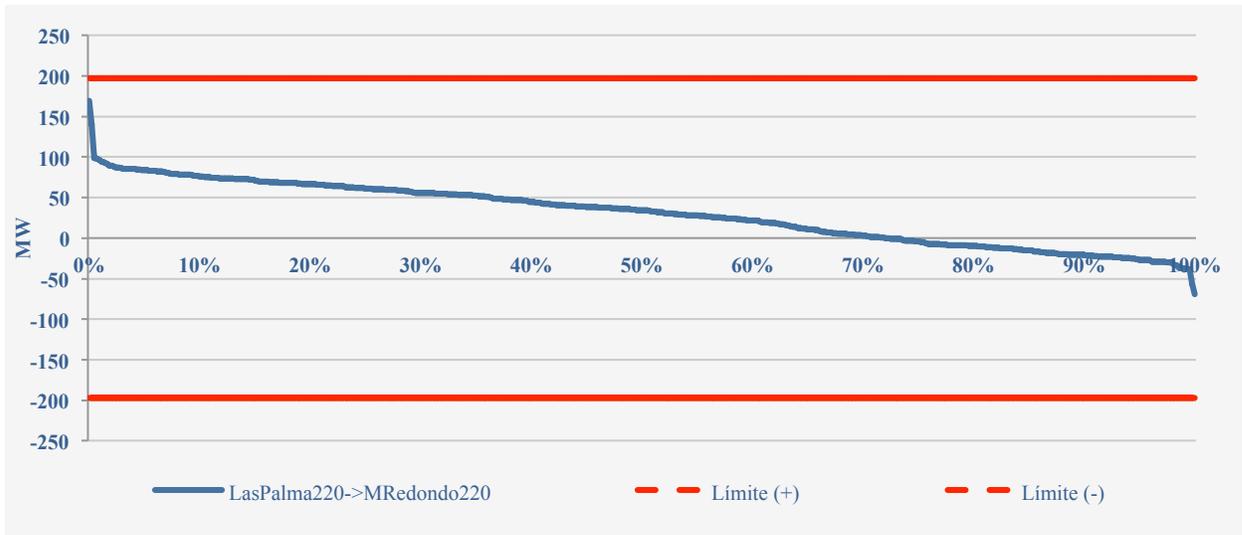


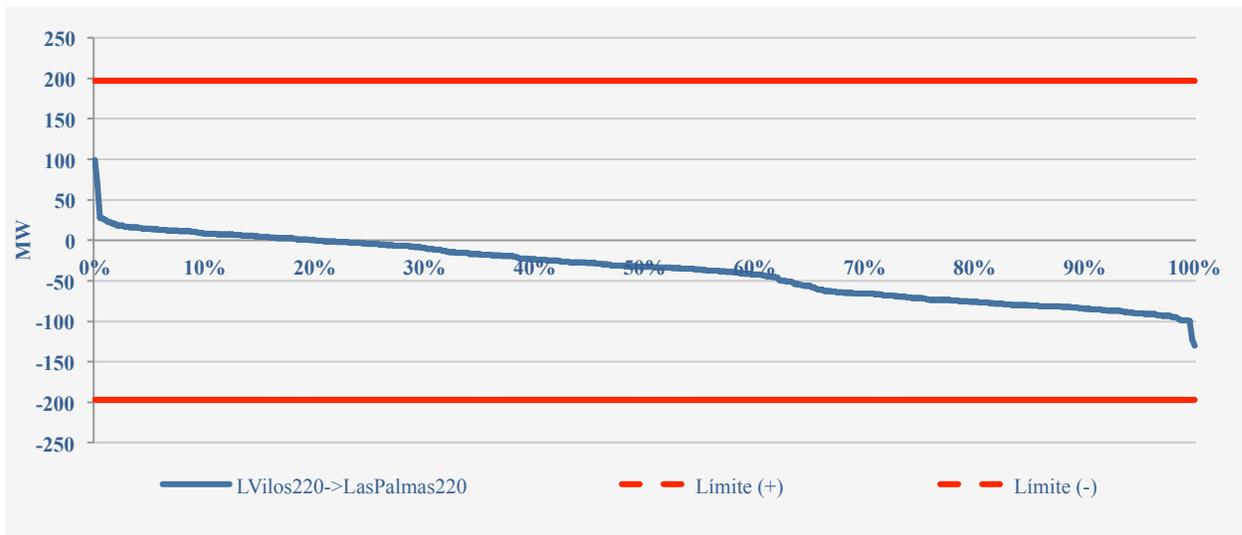
Figura 3.13 Flujos por el tramo Monte Redondo a Talinay. Elaboración propia



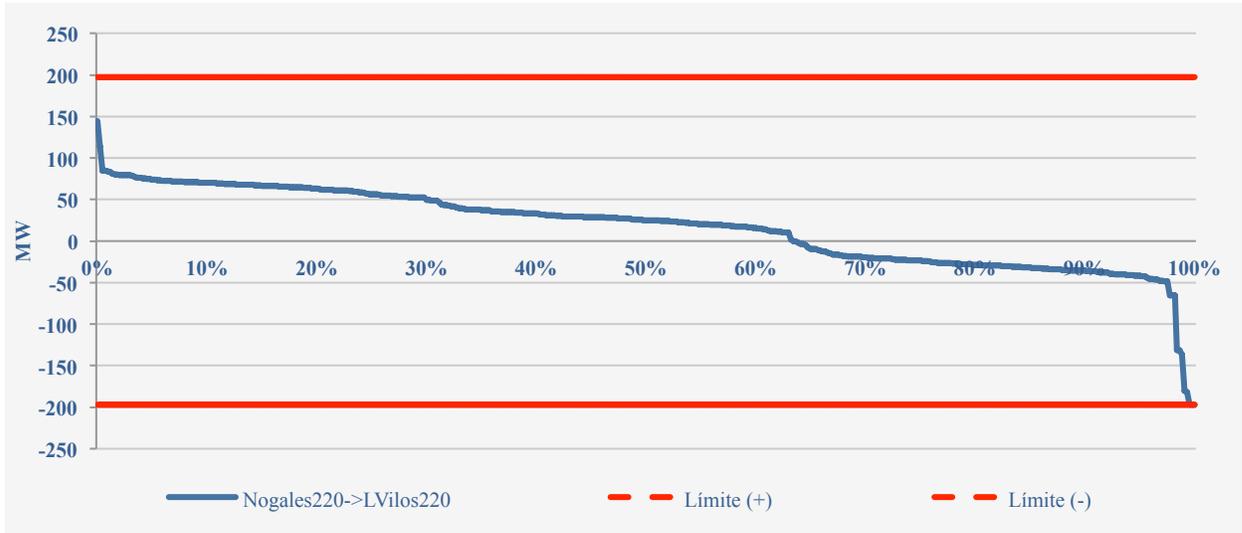
**Figura 3.14 Flujos por el tramo Las Palmas a Monte Redondo. Elaboración propia**



**Figura 3.15 Flujos por el tramo Los Vilos a Las Palmas. Elaboración propia**

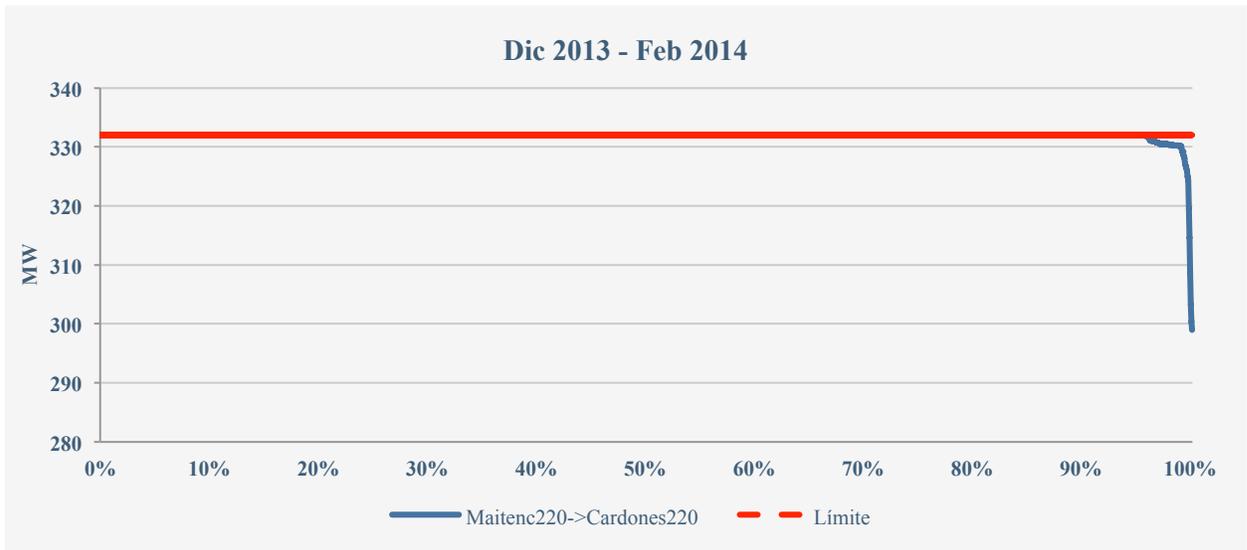


**Figura 3.16 Flujos por el tramo Nogales a Los Vilos. Elaboración propia**

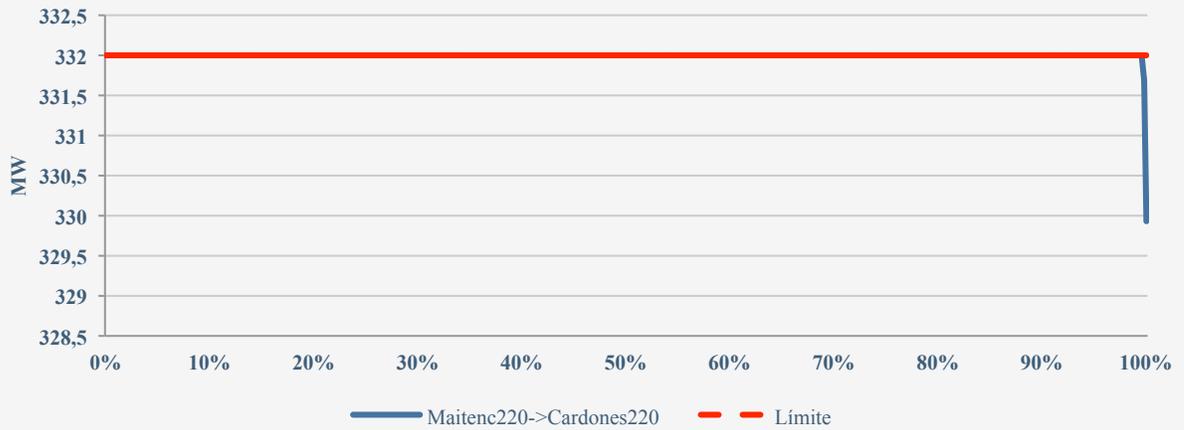


De la figura anterior se observan importantes congestiones en el tramo Maitencillo – Cardones. Al norte de este tramo existen grandes consumos que hacen necesario el aumento de la capacidad de transmisión hacia la subestación Cardones. Importante destacar que el flujo por este tramo está determinado por la inyección que viene desde el sur y de la inyección de la central Guacolda en la subestación Maitencillo. La siguiente figura muestra la evolución de este tramo en el periodo de estudio en los meses de diciembre a febrero, meses que se disminuye el límite máximo de transferencia por motivos térmicos.

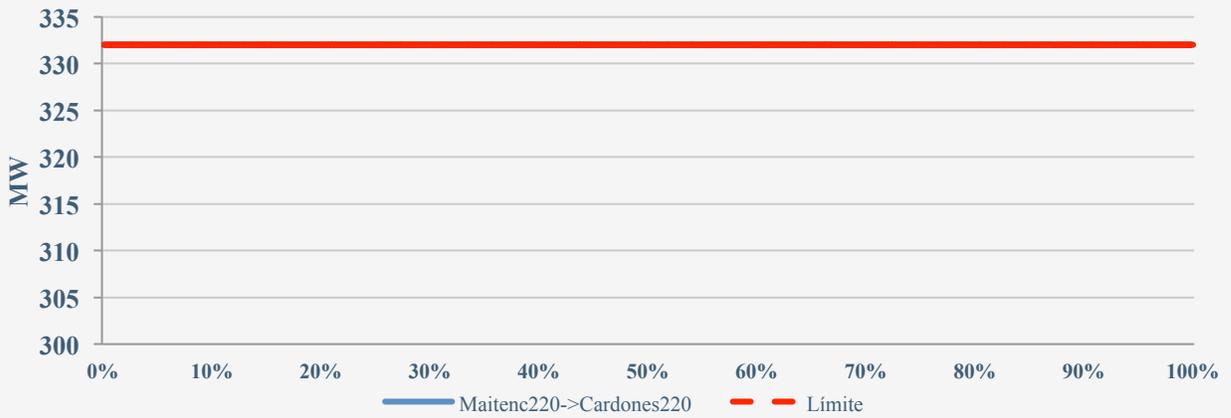
**Figura 3.17 Flujos por tramo Maitencillo – Cardones, meses de Diciembre a Febrero. Elaboración propia**



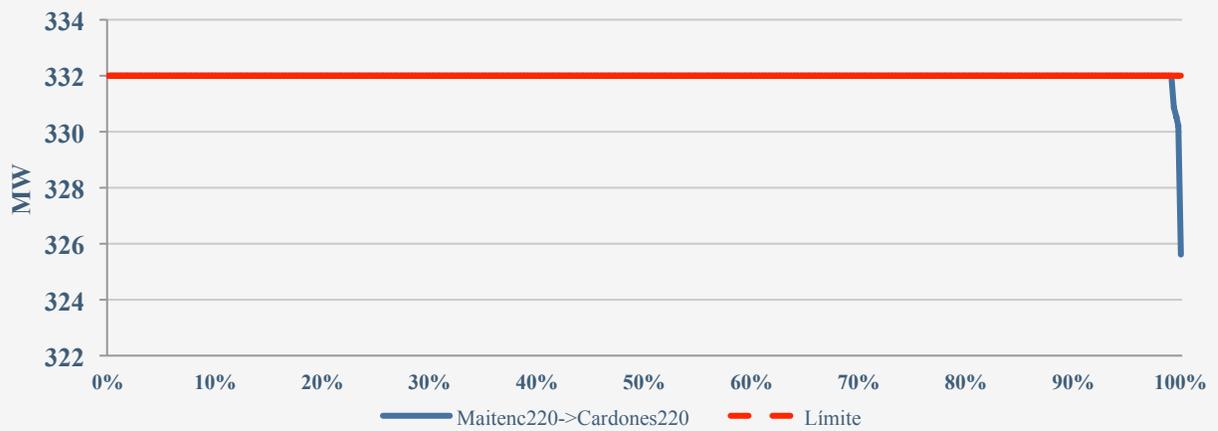
Dic 2012 - Feb 2013

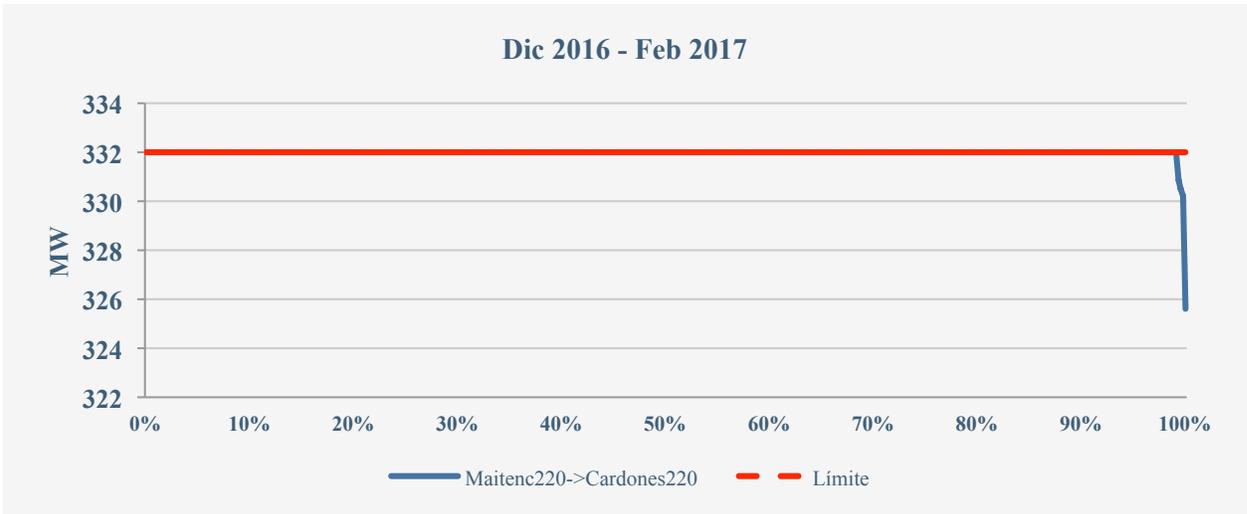


Dic 2014 - Feb 2015

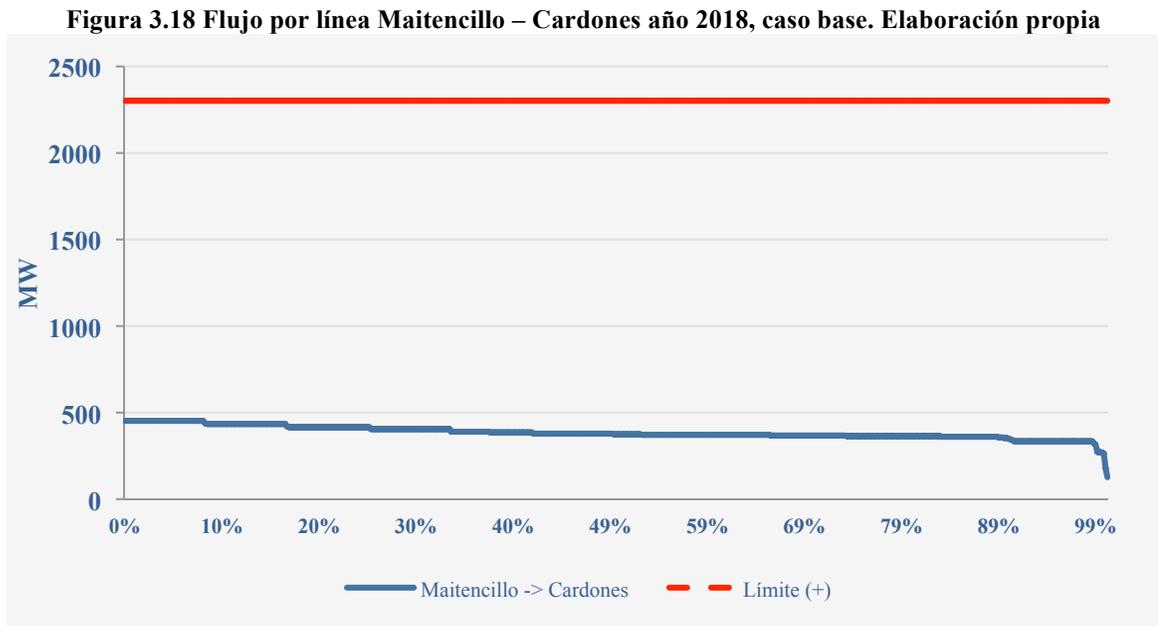


Dic 2015 - Feb 2016



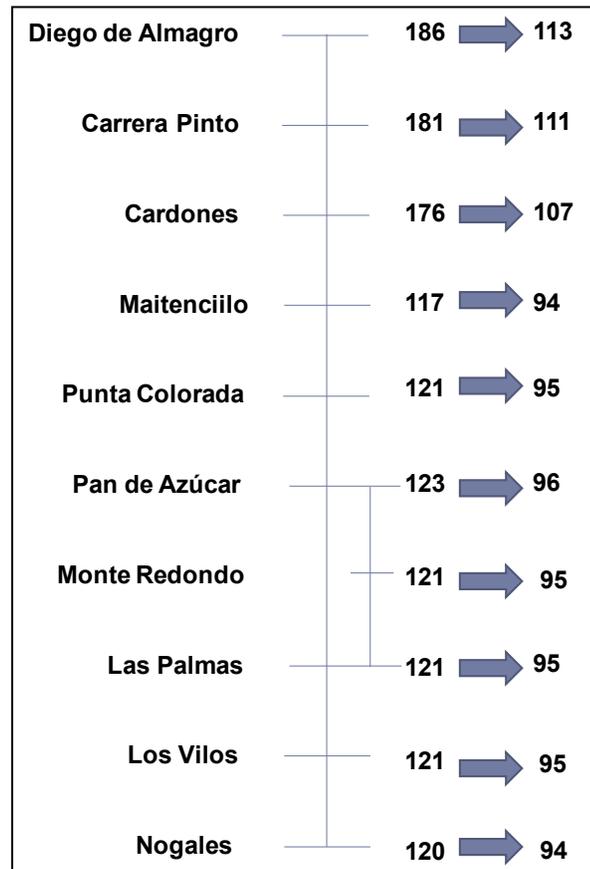


Luego de la entrada en servicio de la línea, se tiene un aumento del límite de transmisión por sobre los 2000 MW, por lo que se tiene un mayor flujo de energía y no se presentan congestiones dentro del periodo de estudio, situación que se visualiza en la siguiente figura.



A continuación se presentan los costos marginales promedio para el año 2017 y 2018.

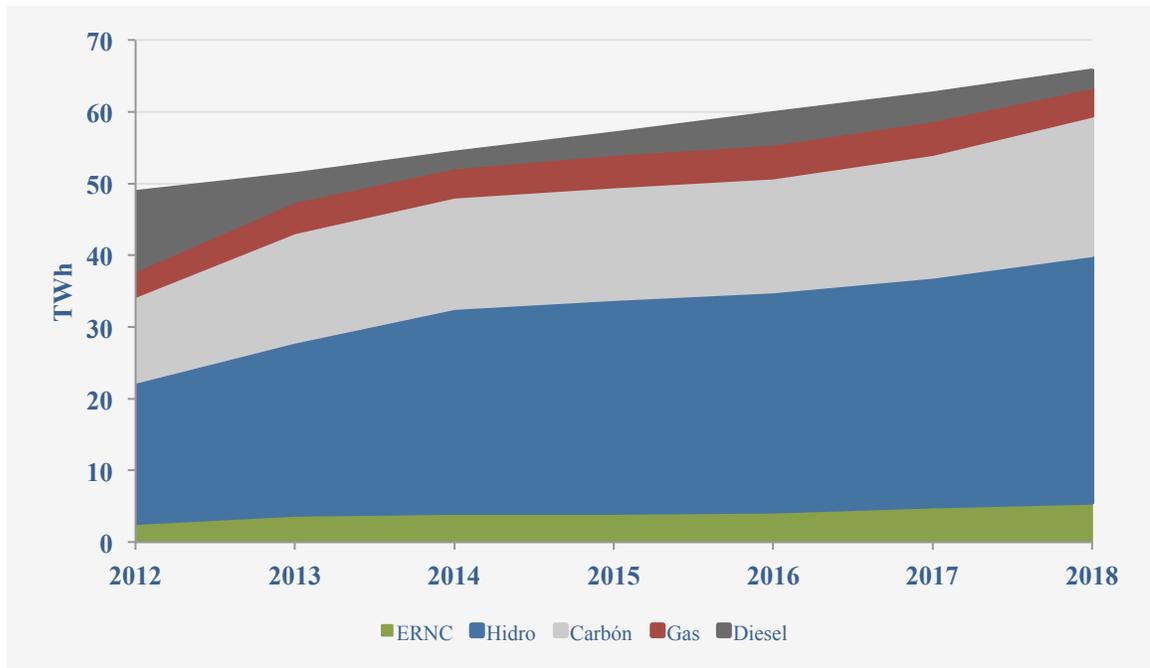
**Figura 3.19 Cambio en los costos marginales promedio(US\$/MWh) luego de la entrada de línea de 500 kV, caso base. Elaboración propia**



Los costos marginales muestran el claro desacople que existe entre las subestaciones Cardones y Maitenciilo antes de la construcción de la nueva línea. Se observa un costo marginal menor en la barra Maitenciilo debido a la inyección directa en ese lugar de la central Guacolda.

La siguiente figura corresponde a la generación para los años 2012 hasta el 2018 según tecnología.

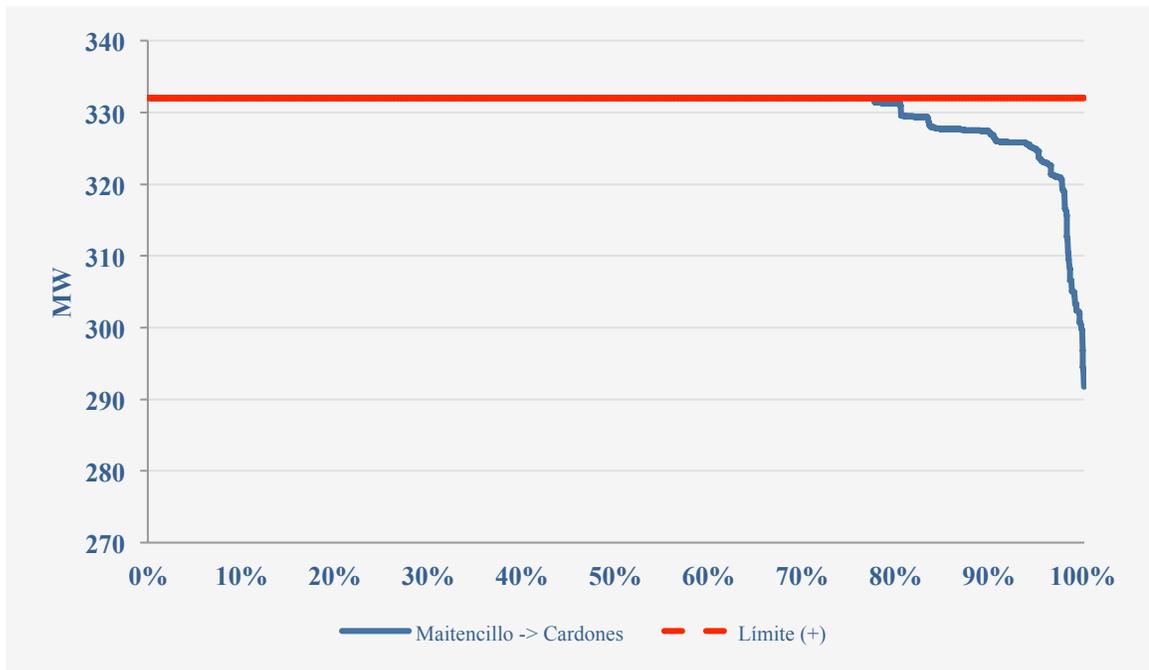
Figura 3.20 Generación por tecnología caso base. Elaboración propia



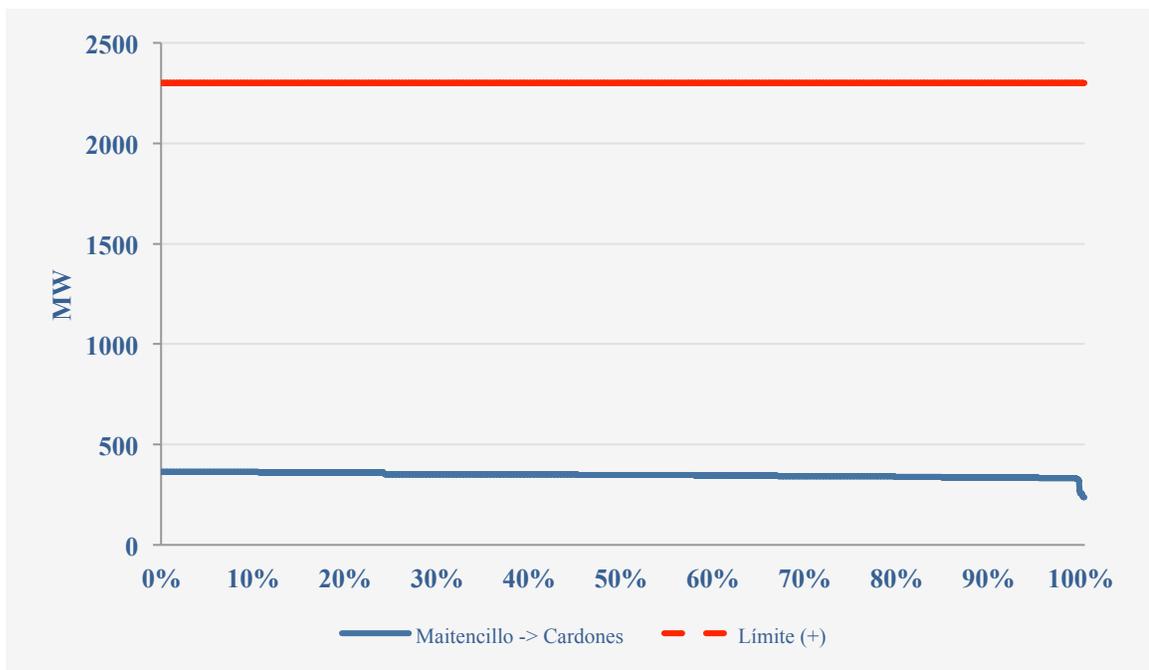
### 3.4.2 Caso 1

En la siguiente figura se observan los flujos de diciembre a febrero para el periodo 2012-2013. Existe casi un 80% de probabilidad de que la línea alcance su capacidad máxima produciéndose congestión, situación que es superada luego de la entrada la línea en el mes de abril de 2013, situación que se observa en la Figura 3.21.

**Figura 3.21 Flujo por línea Maitencillo – Cardones previa entrada de línea de 500 kV, caso 1. Elaboración propia**

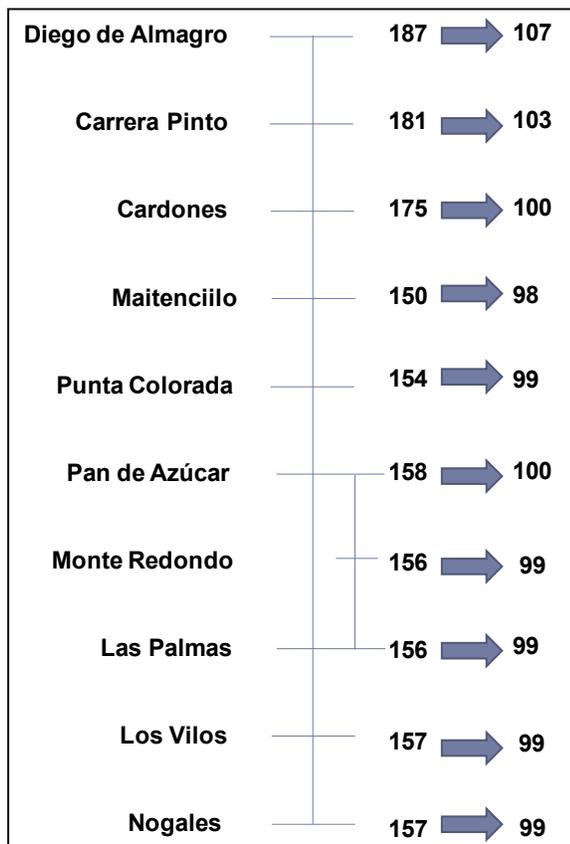


**Figura 3.22 Flujo por línea Maitencillo – Cardones luego de la entrada en servicio de línea de 500 kV, caso 1. Elaboración propia**



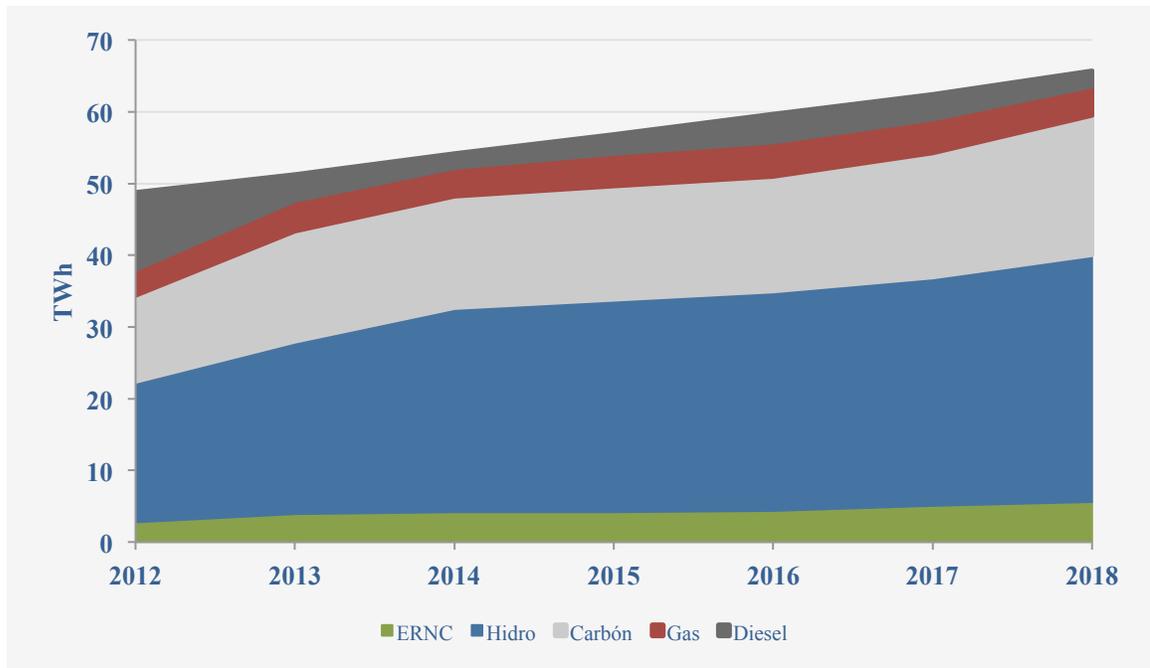
A continuación se presentan los costos marginales promedio para un año antes de la entrada en servicio de la línea (promedio de Abril de 2012 a Marzo de 2013) y un año después (promedio de Abril 2013 a Marzo 2014).

**Figura 3.23 Cambio en los costos marginales promedio (US\$/MWh) luego de la entrada de línea de 500 kV, caso 1. Elaboración proia**



La siguiente figura corresponde a la generación de energía para los años 2012 hasta el 2018 según tecnología.

Figura 3.24 Generación por tecnología caso 1. Elaboración propia



### 3.5 Análisis de resultados

#### 3.5.1 Generación de energía

La generación de energía en todo sistema eléctrico depende fuertemente de las condiciones en que se encuentra el sistema de transmisión, por lo tanto al contar con límites de transmisión en diferentes puntos del sistema troncal existen momentos dentro del despacho de centrales en que no es posible utilizar la generación más eficiente en términos económicos y el sistema opera en forma desacoplada. En el caso estudiado el desacople se produce entre las subestaciones Cardones y Maitencillo, como consecuencia la energía de menor costo ubicada al sur de Maitencillo deja de abastecer al norte del SIC y debe ser suplida por centrales de mayor costo como Tal Tal.

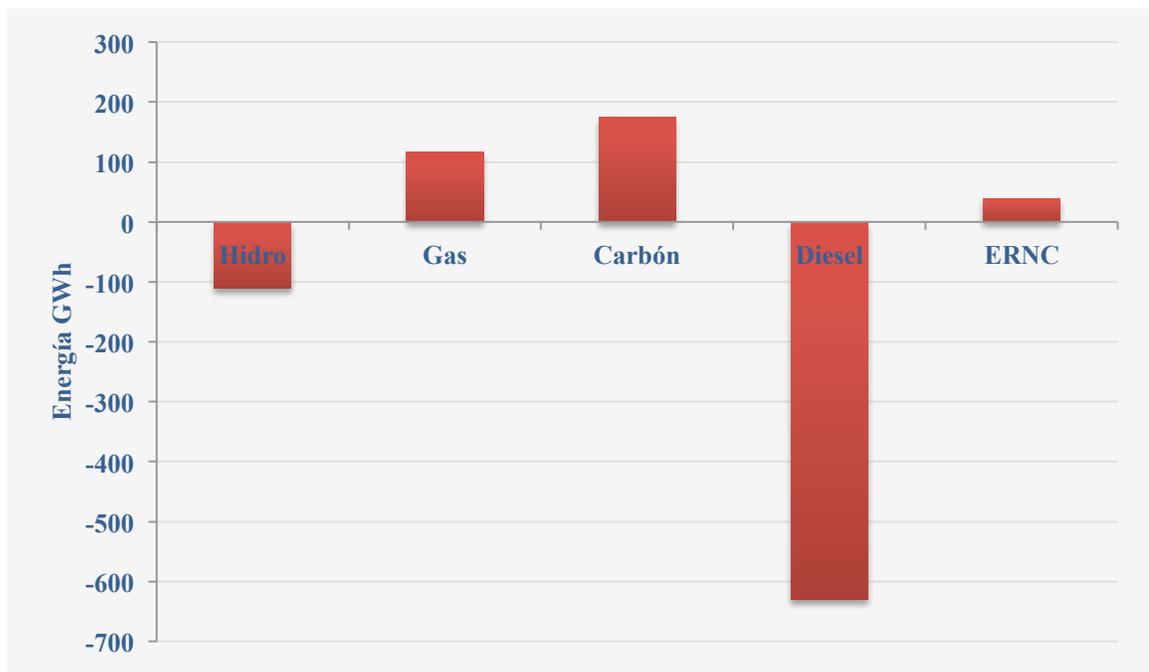
Si se comparan los dos casos, la diferencia de energía generada según tecnología para el horizonte de estudio, no varía de manera importante en magnitud, sin embargo estas variaciones tienen un fuerte efecto en los costos marginales de las barras del sistema, tal como se mostró en las figuras de la sección anterior donde se podía observar un fuerte desacople en la barra Cardones con respecto a la barra Maitencillo. Similarmente la energía total generada en el caso I, donde la línea entra cerca de cinco años antes, es levemente menor que al caso base debido a que la línea de 500 kV presenta menores pérdidas por transmisión con respecto a la línea que opera en el caso base de 220 kV.

La variación por tecnología entre los casos estudiados se explica principalmente por la disminución de generación diesel y el aumento de generación de menor costo a gas natural y carbón, ya que en el caso base no es posible inyectar energía térmica desde el sur de la S/E

Cardones y es reemplazada por diesel, generado al norte de dicha estación. En el caso I esta situación es revertida ya que la línea tiene suficiente capacidad para transportar esta energía de menor costo hacia todo el norte del SIC. La variación de generación hídrica se explica por el cambio en el costo futuro de la función que se busca optimizar en el despacho hidrotérmico, debido a la diferencia entre los despachos de los casos, de esta manera se observa un aumento en el valor del agua (costo de oportunidad) principalmente en la cuenca del Laja, donde se ubican las centrales El Toro y Antuco.

La siguiente figura muestra las variaciones anuales de generación de energía según tecnología para el horizonte de estudio, las cuales fueron obtenidas de las simulaciones realizadas. La diferencia corresponde a la resta de la generación de energía entre el caso I y el caso base.

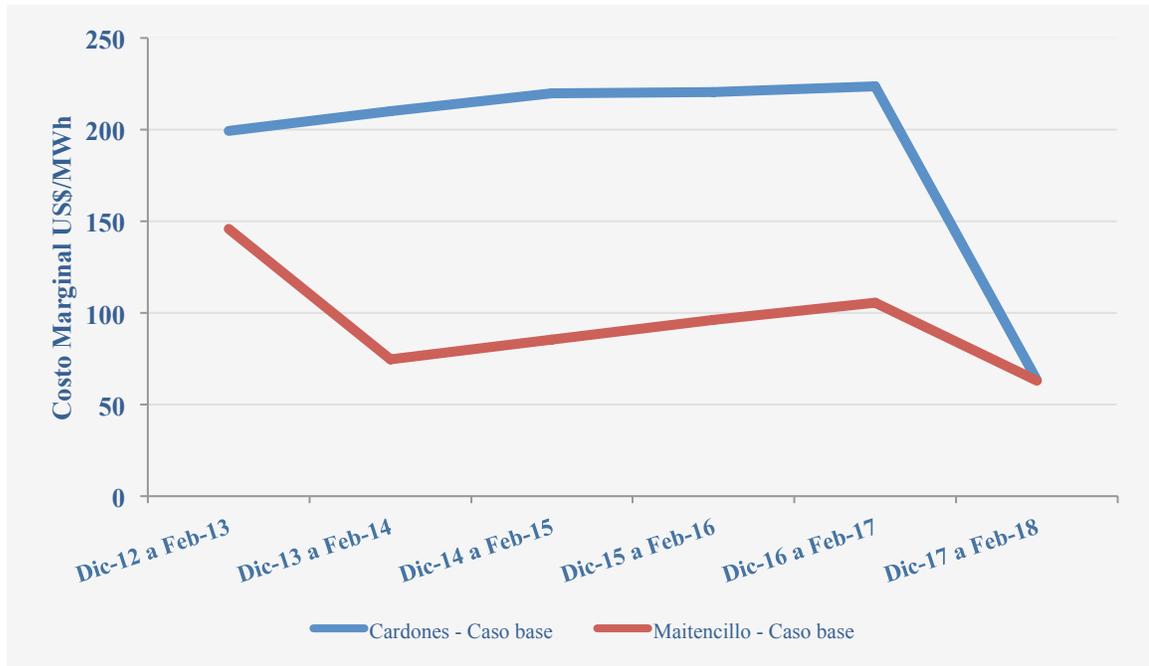
**Figura 3.25 Diferencia en la generación de energía entre casos de estudio según tecnología. Elaboración propia**



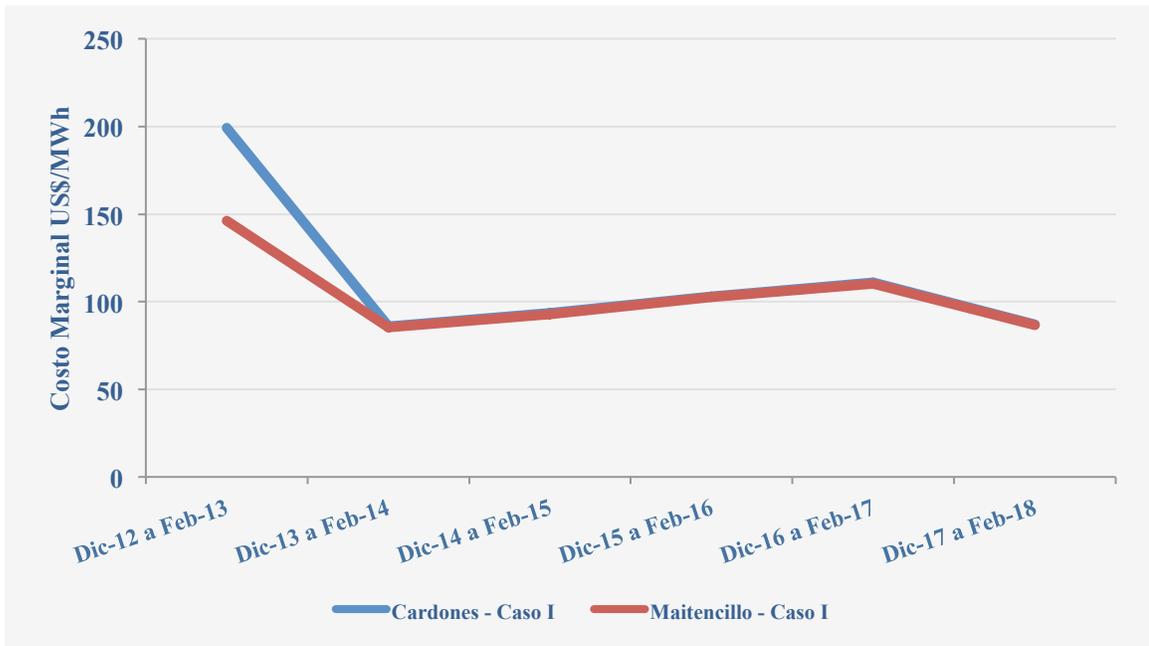
### 3.5.2 Costos marginales

Los costos marginales presentados en la sección anterior muestran el promedio de estos para un año antes y un año después de la fecha de entrada en servicio de cada caso, donde se puede ver un aumento de los costos marginales de la S/E Cardones al norte. Este aumento se debe principalmente por la generación diesel en los meses de diciembre a febrero de cada año, periodo en que se produce la congestión del tramo Maitencillo – Cardones. Pero la principal diferencia entre los costos marginales de ambos escenarios es que en el caso base este aumento es sostenido hasta la entrada de la línea en el año 2018, mientras que en el caso 1 estos se reducen en abril de 2013.

**Figura 3.26 Costos marginales promedio period de limite térmico caso base. Elaboración propia**



**Figura 3.27 Costos marginales promedio period de limite térmico caso I. Elaboración propia**

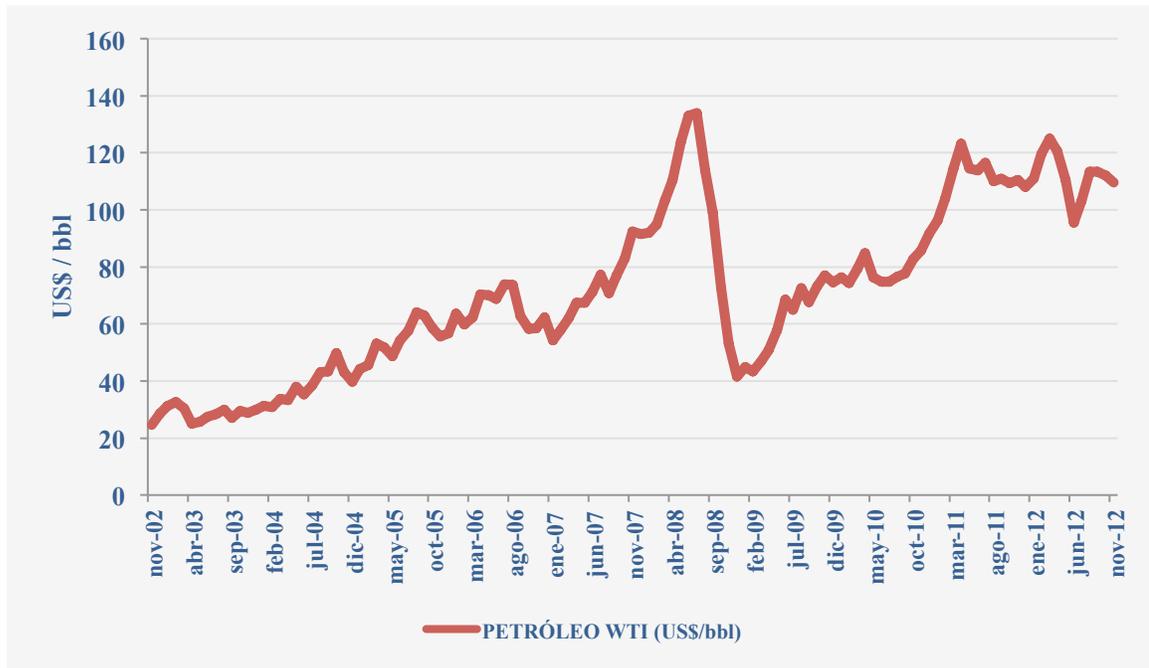


### 3.5.3 Costo de operación

El costo de operación del sistema corresponde al costo necesario para su funcionamiento y principalmente considera el combustible utilizado para operar las centrales térmicas.

En este punto existen grandes importancias al comparar los dos casos de estudio, ya que el alto precio necesario para operar centrales que utilizan diesel encarece de sobremanera los escenarios de operación. Este hecho se ve acentuado debido al alza que se ha observado del petróleo WTI (West Texas Intermediate) desde el año 2009, este índice también es utilizado para indexar contratos de suministro de energía. A continuación se muestra la evaluación del valor del crudo desde el año 2001.

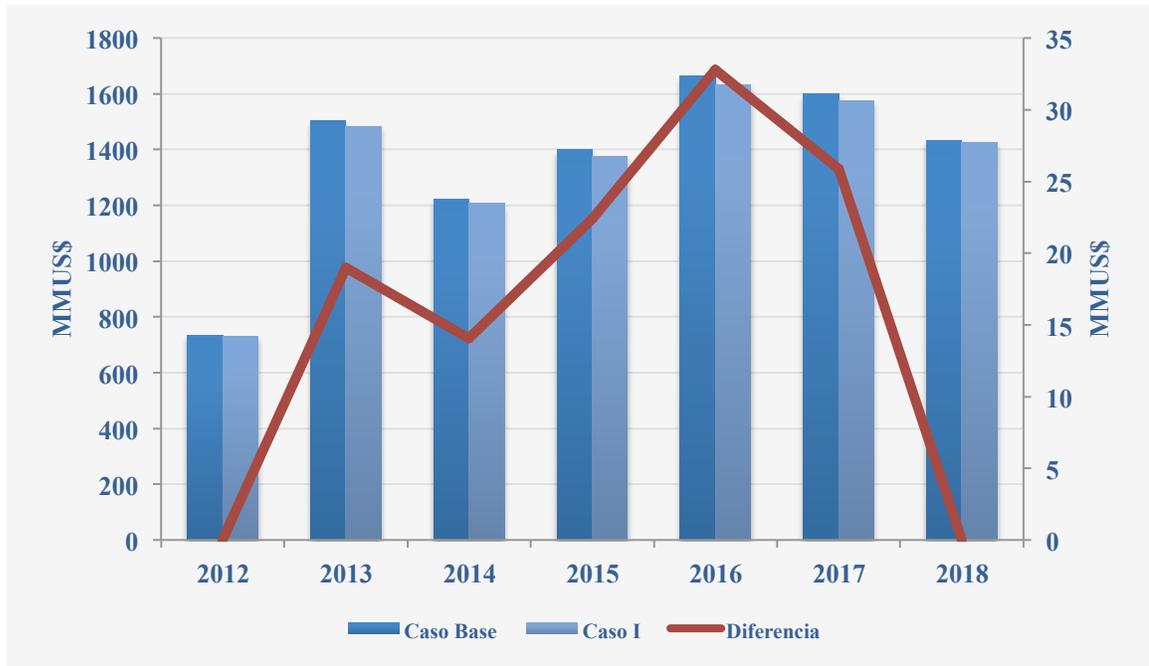
**Figura 3.28 Valor del petróleo Brent [20]**



El valor del petróleo Brent, en el cual se basa este trabajo, se entrega en dólares por barril de petróleo, luego este petróleo debe ser tratado en las refinerías para ser utilizado en las centrales como combustible por lo que el precio de compra es mayor al presentado en la figura anterior. Para determinar el costo variable de cada central se debe sumar al costo variable combustible, que equivale al valor de compra del petróleo multiplicado por la eficiencia de la máquina, y el costo variable no combustible que corresponde a otros gastos que varían con la operación pero no dependen del combustible.

Con este nivel de precios, el uso de diesel para la generación de energía provoca un fuerte incremento en los costos de operación, por lo tanto a pesar que la diferencia de generación diesel entre los dos casos de estudio es pequeña en comparación con los niveles de generación total, los altos precios del petróleo permiten evaluar grandes inversiones en obras mitigadoras que eviten el uso de este combustible. A continuación se presentan los costos de operación para los dos casos de estudio dentro del horizonte de estudio.

Figura 3.29 Costos de operación de casos de estudio. Elaboración proia



Esta diferencia de costos entre los casos estudiados, dentro del horizonte de estudio, tiene un valor de 114 MMUS\$, valor de alta importancia que permite evaluar la pertinencia de la inversión en infraestructura que permita un ahorro en costo de operación.

## 4 CONCLUSIONES

El desarrollo de este trabajo arrojó conclusiones que atañen puntualmente la evaluación de los escenarios presentados como también observaciones a la actual matriz energética, sus metodologías de planificación y responsabilidades de los diferentes actores del sistema.

Al estudiar los dos escenarios presentados en este trabajo se puede ver como la diferencia entre las fechas de entrada en servicio del proyecto de una línea de 500 kV entre las subestaciones Nogales y Cardones genera un alto costo de operación para el sistema. En el caso base, correspondiente a la situación actual del sistema, la entrada en servicio de la línea para el año 2018 sumado a la entrada, anterior a esta fecha, de importantes consumos industriales en el sector norte del SIC causan el desacople del sistema de transmisión troncal en la subestación Cardones en los meses de diciembre a febrero, periodo en que se limita la transferencia máxima por los tramos del norte debido a la capacidad térmica. Esta congestión obliga el despacho de centrales económicamente ineficientes, las cuales utilizan diesel para generar la energía incrementando el costo de operación del sistema y los costos marginales desde la subestación Cardones a la subestación Diego de Almagro, este hecho tiene importantes repercusiones a nivel nacional ya que desincentiva futuros proyectos industriales, los cuales ven un aumento importante en sus costos de energía. Contrariamente, en el otro escenario, donde la fecha de entrada en servicio de la línea de 500 kV corresponde a abril de 2013 no se observan desacoples debido a la alta capacidad de transmisión de esta línea. Sin embargo, a pesar de los beneficios económicos que se observan debido a la disminución del costo de operación, en este escenario existe una ineficiencia debido al sobredimensionamiento de la capacidad de transmisión, utilizando menos de un cuarto de la capacidad máxima de transmisión.

Estos hechos tienen respuesta en la metodología a corto plazo implementada en la planificación del sistema de transmisión troncal y a los largos plazos necesarios para la construcción de las líneas de transmisión no internalizados en los estudios anteriores. Si bien no es posible determinar la entrada de grandes consumos en el mediano y largo plazo, debe ser posible que de producirse la entrada de estos consumos el sistema de transmisión logre operar eficientemente y las líneas no presenten congestiones que saquen al sistema de su óptimo económico. Es por esto que una planificación con una mirada a más largo plazo entrega al sistema una holgura en la capacidad de transmisión, que de ser necesitada cubre con creces los sobre costos en que se incurre al operar un sistema desacoplado.

Se ha visto como esta mirada a corto plazo a lo largo de los años implica un desarrollo del sistema troncal que actúa como respuesta ante los proyectos de generación y consumo, de modo que dado que los plazos de construcción de las líneas son mayores que los plazos de construcción de los proyectos de generación se llega a escenarios, como los de hoy, con importantes congestiones y aumentos en los costos de operación. Es deseable que el sistema de transmisión sea una herramienta de orientación al desarrollo de la generación en diferentes puntos del sistema según un plan de generación o incluso una planificación en el segmento de generación, de esta manera complementar el desarrollo de la matriz de manera conjunta entre la empresa privada y el Estado.

Pero todos estos inconvenientes tienen un lugar común, no existen directrices claras que debe seguir el país en materia energética. El Estado no ha sido capaz de crear una planificación a largo plazo para la matriz energética y fijar el camino que se quiere seguir, es así como en el SING existe una sobreinstalación de generación térmica a gas natural, que luego del corte del suministro por parte de Argentina quedaron fuera de operación o cambiando su tipo de combustible. Otro ejemplo claro de la falta de directrices es la gran oposición a proyectos de generación por parte de la ciudadanía, si se lograra crear un gran acuerdo nacional en decidir qué tipos de generación se impulsarán y donde se emplazarán estos proyectos, sumado a una educación energética que logre concientizar a la población la importancia del desarrollo de proyectos en energía y los verdaderos costos que estos generan para el medioambiente de tal forma crear una masa crítica que enriquezca la discusión y no entorpezca proyectos que están en etapas importantes de desarrollo. De lograr esto es evidente un cambio en la regulación y exigencias técnicas y medioambientales que deben cumplir las empresas para desarrollar sus proyectos, facilitando el permiso de construcción y disminuyendo la incertidumbre presente hoy en día.

Este rol es del Estado, las empresas privadas solo deben actuar dentro de los límites que la ley marca, mientras no se entienda como un imperativo para el desarrollo del país se verá un futuro económico limitado por los altos costos de energía, tendremos polarizaciones debido a la mala información ciudadana acerca de los proyectos energéticos, no se generarán nichos de desarrollo tecnológico para el país, se terminarán por construir y operar centrales de muy baja eficiencia económica y altamente contaminantes que además perjudican las exportaciones del país por la alta huella de carbono que tendrían los productos chilenos.

## REFERENCIAS

- [1] Decreto con Fuerza de Ley N° 4. CHILE. Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Santiago, Chile, febrero 2007.
- [2] Disponible en: <http://colmenarezjl.blogspot.com/2012/05/en-sintonia-con-el-ambiente-ii.html>.
- [3] Decreto con Fuerza de Ley N° 4, Artículo 73°. CHILE. Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Santiago, Chile, febrero 2007.
- [4] CNE. 2005. Regulación del Segmento Transmisión. Disponible en: <http://www.cne.cl/estudios/publicaciones>.
- [5] CDEC-SIC. Operación real de centrales. Disponible en: [https://www.cdec-sic.cl/est\\_opera\\_privada.php](https://www.cdec-sic.cl/est_opera_privada.php).
- [6] Decreto con Fuerza de Ley N° 4, Artículo 74°. CHILE. Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Santiago, Chile, febrero 2007.
- [7] CNE. 2010. Estudio de Transmisión Troncal 2011-2014. Disponible en: <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/proceso-de-tarificacion-troncal/470-informes>.
- [8] Decreto con Fuerza de Ley N° 4, Artículo 75°. CHILE. Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Santiago, Chile, febrero 2007.
- [9] Decreto con Fuerza de Ley N° 4, Artículo 77°. CHILE. Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Santiago, Chile, febrero 2007.
- [10] Decreto con Fuerza de Ley N° 4, Artículo 109°. CHILE. Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Santiago, Chile, febrero 2007.
- [11] CNE. 2010. Informe Técnico Sistema de Subtransmisión. Disponible en: <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/proceso-de-tarificacion-de-subtransmision/493-informe-tecnico-comision-nacional-de-energia>.
- [12] Decreto con Fuerza de Ley N° 4, Artículo 108°. CHILE. Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Santiago, Chile, febrero 2007.
- [13] Decreto con Fuerza de Ley N° 4, Artículo 76°. CHILE. Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Santiago, Chile, febrero 2007.
- [14] Decreto con Fuerza de Ley N° 4, Artículo 133°. CHILE. Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Santiago, Chile, febrero 2007.

- [15] CDEC-SIC. 2010. Anuario CDEC-SIC 2010. Disponible en: [https://www.cdec-sic.cl/contenido\\_es.php?categoria\\_id=4&contenido\\_id=000034](https://www.cdec-sic.cl/contenido_es.php?categoria_id=4&contenido_id=000034).
- [16] CNE. 2012. Informe de Precio de Nudo octubre 2012. Disponible en: <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo/octubre-2012>.
- [17] CEDC-SIC. 2012. Revisión ETT 2012. Disponible en: [https://www.cdec-sic.cl/est\\_opera\\_publica.php#C2](https://www.cdec-sic.cl/est_opera_publica.php#C2).
- [18] CDEC-SIC. 2012. Acta de Apertura de Oferta Económica. Disponible en: <http://www.cdec-sic.cl/imagenes/contenidos/File/licitaciones/Troncal/8/ActaAperturaEconCardonesPolpaico.pdf>
- [19] CNE. 2012. Análisis Técnico y Económico de una Interconexión SING – SIC. Disponible en: <http://www.cne.cl/estudios/estudios>.
- [20] Sociedad Nacional de Minería. Disponible en: <http://www.indexmundi.com>

## **ANEXOS**

## A. SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

1. Líneas Diego de Almagro – Carrera Pinto y Carrera Pinto – Cardones 1x220 kV, y Cardones – Maitencillo 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Diego de Almagro, Carrera Pinto, Cardones y Maitencillo a partir de 2011.
2. Líneas Maitencillo – Punta Colorada y Punta Colorada – Pan de Azúcar 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Maitencillo, Punta Colorada y Pan de Azúcar a partir de 2011.
3. Líneas Pan de Azúcar – Las Palmas y Pan de Azúcar – Monte Redondo – Las Palmas y sus equipos terminales en las subestaciones Pan de Azúcar y Las Palmas a partir de 2011.
4. Líneas Las Palmas – Los Vilos – Nogales - Polpaico 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Las Palmas, Los Vilos, Nogales y Polpaico a partir de 2011.
5. Líneas Nogales – Quillota y Quillota – Polpaico 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Nogales, Quillota y Polpaico a partir de 2011.
6. Líneas Polpaico - Cerro Navia 2x220 kV y sus equipos terminales en la Subestación Polpaico y equipos de control de flujos y equipos terminales en Subestación Cerro Navia, a partir de 2011.
7. Líneas Cerro Navia – Chena, Chena – El Rodeo - Alto Jahuel y Chena – Alto Jahuel 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Cerro Navia, Chena y Alto Jahuel a partir de 2011.
8. Transformadores de 500/220 kV de Subestación Alto Jahuel y sus equipos terminales en los patios de 500 y 220 kV a partir de 2011.
9. Línea Rapel – Melipilla – Cerro Navia (Lo Aguirre en el futuro) 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Rapel y Cerro Navia (en el futuro LoAguirre) a partir de 2011.
10. Líneas Alto Jahuel – Maipo y Maipo – Candelaria 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Alto Jahuel, Maipo y Candelaria a partir de 2011.
11. Subestación Polpaico 500/220 kV y sus equipos terminales en los patios de 500 y 220 kV a partir de 2011.
12. Líneas Polpaico - Ancoa 1x500 kV, Polpaico – Alto Jahuel 1x500 kV (futuro 2x500 kV) y sus equipos terminales en las subestaciones Polpaico y Alto Jahuel a partir de 2011.
13. Líneas Alto Jahuel – Ancoa – Charrúa 2x500 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Alto Jahuel, Ancoa y Charrúa a partir de 2011.
14. Transformadores de 500/220 kV de Subestación Ancoa y Charrúa y sus equipos terminales en los patios de 500 y 220 kV a partir de 2011.
15. Línea Ancoa – Itahue 2x220 kV y sus equipos terminales en los patios de 220 kV de Ancoa e Itahue a partir de 2011.
16. Línea Charrúa – Hualpén 1x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Charrúa y Hualpén a partir de 2011.
17. Líneas Charrúa – Cautín 2x220 kV y Charrúa – Temuco 1x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Charrúa, Cautín y Temuco a partir de 2011.
18. Líneas Cautín – Ciruelos, Ciruelos – Valdivia y Cautín – Valdivia 220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Cautín, Ciruelos y Valdivia a partir de 2011.
- 19.** Líneas Valdivia – Barro Blanco, Barro Blanco – Puerto Montt y Valdivia– Puerto Montt 220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Valdivia y Puerto Montt a partir de 2011.

## B. TARIFICACIÓN EN TRANSMISIÓN

### *Factores GSDF*

Estos factores tienen relación con un análisis de sensibilidad de la red eléctrica y son definidos como.

$$\Delta P_{l \rightarrow k} = \sum_g A_{l \rightarrow k, g} * \Delta G_g ; \quad (1)$$

Donde  $\Delta G_g$  es la variación de generación en el generador  $g$  excluido el generador de referencia,  $\Delta P_{l \rightarrow k}$  es la variación de flujo de potencia activa en la línea que une los nodos  $k$  y  $l$ , debida a la variación de generación y  $A_{l \rightarrow k, g}$  es una constante de proporcionalidad o factor GSDF para la línea  $l \rightarrow k$  asociado al generador  $g$ .

Mediante la utilización de un flujo de potencia en corriente continua (Flujo DC) se llega a la siguiente expresión para el factor GSDF.

$$\begin{aligned} A_{l \rightarrow k, g} &= \frac{\partial P_{l \rightarrow k}}{\partial G_g} \\ A_{l \rightarrow k, g} &= \frac{\partial \left[ \frac{1}{X_{l \rightarrow k}} (\theta_l - \theta_k) \right]}{\partial G_g} \\ A_{l \rightarrow k, g} &= \frac{1}{X_{l \rightarrow k}} \frac{\partial [(\theta_l - \theta_k)]}{\partial G_g} \\ A_{l \rightarrow k, g} &= \frac{X_{lg} - X_{kg}}{X_{l \rightarrow k}} \end{aligned}$$

Donde  $X_{lg}, X_{kg}$  son elementos de la matriz de reactancias y  $X_{l \rightarrow k}$  es la reactancia de la línea  $l \rightarrow k$ . Cabe señalar que la matriz de reactancia resulta de invertir la matriz de admitancia nodal del modelo dc, eliminada la columna y la fila de la barra de referencia seleccionada. La derivación de esta expresión de los factores de distribución (GSDF) supone la compensación en la barra de referencia de las variaciones de generación. La dependencia de estos factores con la barra de referencia es un obstáculo para su utilización dado que existirán diferentes resultados dependiendo de la barra de referencia, lo que podría beneficiar a algunos y perjudicar a otros.

Estos factores también internalizan los contra flujos, es decir, los generadores que aportan a la descongestión de una línea, lo que equivale a pagarle a un generador por este hecho. Pero esta participación no es considerada, por lo que estos factores son nulos en el caso de descongestión.

$$A'_{l \rightarrow k, g} = \begin{cases} A_{l \rightarrow k, g} ; & \text{si } A_{l \rightarrow k, g} * P_{l \rightarrow k} \geq 0 \\ 0 & ; \text{si } A_{l \rightarrow k, g} * P_{l \rightarrow k} < 0 \end{cases}$$

### *Factores GGDF*

Estos factores se diferencian de los GSDF principalmente en suponer variaciones totales y no incrementales de generación y flujo. Estos son definidos como.

$$P_{l \rightarrow k} = \sum_g D_{l \rightarrow k, g} * G_g ; \quad (2)$$

Donde  $G_g$  es la generación total en el generador  $g$ ,  $P_{l \rightarrow k}$  es el flujo total en la línea que une los nodos  $k$  y  $l$ , debida a las generaciones y  $D_{l \rightarrow k, g}$  es el factor GGDF para la línea  $l \rightarrow k$  asociado al generador  $g$ .

A partir de esta ecuación se supone un generador  $g$  que incrementa su generación en  $\Delta G_g$ , variación que es compensada en la misma magnitud pero sentido contrario, por un generador de referencia arbitrario  $R$  (donde  $R \neq g$ ). El nuevo flujo por una línea en particular queda expresado como.

$$P'_{l \rightarrow k} = \sum_p D_{l \rightarrow k, p} * G_p + D_{l \rightarrow k, g} * \Delta G_g - D_{l \rightarrow k, R} * \Delta G_g ; \quad (3)$$

Donde  $p$  suma sobre todos los generadores,  $P'_{l \rightarrow k}$  es el flujo modificado en línea  $l \rightarrow k$ ,  $\Delta G_g$  es la variación de generación en el generador  $g$  y generador de referencia  $R$ ,  $G_p$  es la generación total en el generador  $p$  incluido el generador de referencia antes de la perturbación.

De la ecuación (2) se tiene.

$$P_{l \rightarrow k} = \sum_p D_{l \rightarrow k, p} * G_p ; \quad (4)$$

Donde  $P_{l \rightarrow k}$  es el flujo original de la línea. Reemplazando (4) en (3) se tiene.

$$P'_{l \rightarrow k} - P_{l \rightarrow k} = (D_{l \rightarrow k, g} - D_{l \rightarrow k, R}) * \Delta G_g ; \quad (5)$$

Comparando la ecuación (1) con (5), se tiene.

$$(D_{l \rightarrow k, g} - D_{l \rightarrow k, R}) = A_{l \rightarrow k, g} ; \quad (6)$$

De esta manera se obtiene una relación entre los factores GGDF y GSDF. Ahora se determinará el factor asociado a una barra en particular. Se realiza un desplazamiento de generación completo de todos los generadores a la barra de referencia  $R$ , es decir,  $\Delta G_p = -G_p$ , de las ecuaciones (5) y (6) se tiene.

$$P'_{l \rightarrow k} - P_{l \rightarrow k} = - \sum_g A_{l \rightarrow k, g} * G_g ; \quad (7)$$

Por otro lado de la ecuación (4) se tiene.

$$P_{l \rightarrow k} = \sum_p D_{l \rightarrow k, p} * G'_p + D_{l \rightarrow k, R} * G'_R ; \quad (8)$$

Donde  $p$  suma sobre todos los generadores excluida la barra de referencia,  $G'_p$  es la generación final del generador  $p$  y  $G'_R$  es la generación final en la barra de referencia  $R$ .

El desplazamiento realizado hace que la generación final de cada generador sea cero, menos en la barra de referencia  $R$ . Por lo que la ecuación (8) queda.

$$P'_{l \rightarrow k} = D_{l \rightarrow k, R} * G'_R; \quad (9)$$

Luego del desplazamiento, la generación del sistema queda concentrada en la barra de referencia  $R$ .

$$G'_R = \sum_{i \neq R} G_i; \quad (10)$$

Sustituyendo (9) y (10), se obtiene la expresión para el factor GGDF asociado a la barra de referencia.

$$D_{l \rightarrow k, R} = \frac{P_{l \rightarrow k} - \sum_{p \neq R} A_{l \rightarrow k, p} * G_p}{\sum_q G_q}$$

De este modo si se cuenta con la información de los flujos  $P_{l \rightarrow k}$  y generaciones  $G_p$  en el sistema (salidas del PLP) y en conjunto con el desarrollo de los factores GSDF, el cálculo de estos factores es directo. Al igual que los factores GSDF, las centrales que descongestionen una línea (es decir, factor GGDF negativo) serán nulos.

$$D'_{l \rightarrow k, g} = \begin{cases} D_{l \rightarrow k, g} & ; \text{si } D_{l \rightarrow k, g} * P_{l \rightarrow k} \geq 0 \\ 0 & ; \text{si } D_{l \rightarrow k, g} * P_{l \rightarrow k} < 0 \end{cases}$$

### **Factores GLDF**

El desarrollo de los factores GLDF es análogo a los factores GGDF. Estos factores se diferencian de los GSDF principalmente en suponer variaciones totales y no incrementales de generación y flujo. Estos son definidos como.

$$P_{l \rightarrow k} = \sum_c E_{l \rightarrow k, c} * L_c; \quad (11)$$

Donde  $L_c$  es la carga total en el consumo  $c$ ,  $P_{l \rightarrow k}$  es el flujo total en la línea que une los nodos  $k$  y  $l$ , debida a las generaciones y  $E_{l \rightarrow k, g}$  es el factor GLDF para la línea  $l \rightarrow k$  asociado al consumo  $c$ .

A partir de esta ecuación se supone un consumo  $c$  que incrementa su carga en  $\Delta L_c$ , variación que es compensada por un generador de referencia arbitrario  $R$  (donde  $R \neq c$ ). El nuevo flujo por una línea en particular queda expresado como.

$$P'_{l \rightarrow k} = \sum_p E_{l \rightarrow k, p} * L_p + E_{l \rightarrow k, c} * \Delta L_c - E_{l \rightarrow k, R} * \Delta L_c ; \quad (12)$$

Donde  $p$  suma sobre todos los generadores,  $P'_{l \rightarrow k}$  es el flujo modificado en línea  $l \rightarrow k$ ,  $\Delta L_c$  es la variación de la carga en el consumo  $c$  y generador de referencia  $R$ ,  $L_p$  es la carga total del consumo  $p$ .

De la ecuación (11) se tiene.

$$P_{l \rightarrow k} = \sum_p E_{l \rightarrow k, p} * L_p ; \quad (13)$$

Donde  $P_{l \rightarrow k}$  es el flujo original de la línea. Reemplazando (13) en (12) se tiene.

$$P'_{l \rightarrow k} - P_{l \rightarrow k} = (E_{l \rightarrow k, c} - E_{l \rightarrow k, R}) * \Delta L_c ; \quad (14)$$

Comparando la ecuación (1) con (14), se tiene.

$$(E_{l \rightarrow k, c} - E_{l \rightarrow k, R}) = -A_{l \rightarrow k, c} ; \quad (15)$$

De esta manera se obtiene una relación entre los factores GLDF y GSDF. Ahora se determinará el factor asociado a una barra en particular. Se realiza un desplazamiento de carga completo de todos los consumos a la barra de referencia  $R$ , es decir,  $\Delta L_p = -L_p$ , de las ecuaciones (14) y (15) se tiene.

$$P'_{l \rightarrow k} - P_{l \rightarrow k} = - \sum_p A_{l \rightarrow k, p} * (-L_p) ; \quad (16)$$

Por otro lado de la ecuación (13) se tiene.

$$P'_{l \rightarrow k} = \sum_p E_{l \rightarrow k, p} * L'_p + E_{l \rightarrow k, R} * L'_R; \quad (17)$$

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

El desplazamiento realizado hace que la carga final de cada consumo sea cero, menos en la barra de referencia R. Por lo que la ecuación (17) queda.

$$P'_{l \rightarrow k} = E_{l \rightarrow k, R} * L'_R; \quad (18)$$

Luego del desplazamiento, la carga del sistema queda concentrada en la barra de referencia R.

$$L'_R = \sum_{i \neq R} L_i; \quad (19)$$

Sustituyendo (18) y (19), se obtiene la expresión para el factor GLDF asociado a la barra de referencia.

$$E_{l \rightarrow k, R} = \frac{P_{l \rightarrow k} + \sum_{p \neq R} A_{l \rightarrow k, p} * L_p}{\sum_q L_q}$$

De este modo si se cuenta con la información de los flujos  $P_{l \rightarrow k}$  y consumos  $L_p$  en el sistema (salidas del PLP) y en conjunto con el desarrollo de los factores GSDF, el cálculo de estos factores es directo. Al igual que los factores GSDF, las cargas que descongestionen una línea (es decir, factor GGDF negativo) serán nulos.

$$E'_{l \rightarrow k, g} = \begin{cases} E_{l \rightarrow k, c} & ; \text{si } E_{l \rightarrow k, c} * P_{l \rightarrow k} \geq 0 \\ 0 & ; \text{si } E_{l \rightarrow k, c} * P_{l \rightarrow k} < 0 \end{cases}$$

Estos factores se ponderan con los costos de inversión y, operación y mantención anual de cada tramo, diferenciando por generación o retiro y por estar o no en el AIC, tal como se explicó anteriormente y se obtienen los peajes que cada actor debe entregar.