

## CONSORCIO



***ElectroNet Ltda.***



## SUBCONTRATISTAS

**CESI**



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

***“ESTUDIO DE TRANSMISION TRONCAL”***

### INFORME 1

**METODOLOGÍA, CRITERIOS PARTICULARES E ÍTEMES DE  
COSTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL VATT  
Y DETERMINACIÓN DE LAS INSTALACIONES TRONCALES  
EN EL SIC Y EN EL SING**

**10 JUNIO 2010**

## INDICE

1	INTRODUCCION.....	4
2	DEFINICIONES Y OTRAS CONSIDERACIONES .....	5
3	DETERMINACIÓN DEL AVI.....	7
3.1	DETERMINACIÓN DEL VALOR DE INVERSIÓN (VI), EXCLUIDAS SERVIDUMBRES .....	7
3.1.1	Procedimiento General .....	7
3.1.2	Inventarios .....	8
3.1.3	Costos Unitarios .....	25
3.1.3.1	Costos unitarios de equipos y materiales importados.....	26
3.1.3.2	Costos unitarios de equipos y materiales nacionales.....	28
3.1.3.3	Costos unitarios de otros componentes del VI .....	29
3.1.4	Valorización de las instalaciones .....	30
3.1.4.1	Componentes electromecánicos .....	30
3.2	VALOR DE SERVIDUMBRES Y TERRENOS.....	36
3.3	CÁLCULO DEL AVI.....	36
4	DETERMINACIÓN DEL COMA DE LOS SISTEMAS TRONCALES .....	38
4.1	METODOLOGÍA Y CRITERIOS .....	38
4.1.1	Procedimiento General para el cálculo del Coma .....	38
4.1.2	Dimensionamiento del Personal de la Organización .....	40
4.1.2.1	Operación y Mantenimiento de Líneas y Subestaciones .....	41
4.1.2.1.1	Determinación del personal para la Operación .....	41
4.1.2.2	Dimensionamiento del personal para el Mantenimiento de Líneas y Subestaciones .....	45
4.1.2.3	Dimensionamiento del personal de Administración.....	48
4.1.2.4	Estructura de personal de la Compañía de Transmisión Troncal...	49
4.1.3	Dimensionamiento de los Recursos Directos para Operación, Mantenimiento y Administración.....	50
4.1.3.1	Recursos para Operación .....	50
4.1.3.2	Recursos para Mantenimiento .....	52
4.1.3.2.1	Equipos normales destinados al Mantenimiento .....	53
4.1.3.2.2	Equipos especiales destinados al Mantenimiento.....	53
4.1.3.2.3	Repuestos y equipos redundantes .....	54
4.1.3.2.4	Mantenimiento preventivo de periodicidad Plurianual .....	54
4.1.3.3	Recursos para administración.....	54
4.1.4	Costos Unitarios .....	56
4.1.4.1	Costos de remuneraciones .....	57
4.1.4.2	Costos de materiales y herramientas de Operación y Mantenimiento 58	58
4.1.4.3	Costos de Infraestructura de oficinas, bodegas, talleres, terrenos...	59
4.1.4.4	Costos de equipamiento de oficinas y vehículos.....	59
4.1.4.5	Costos de Ítemes especiales.....	59

4.1.5	Valorización del COMA .....	60
4.1.5.1	Procedimiento General .....	60
4.1.5.2	Análisis de Tercerización .....	60
4.1.5.2.1	Actividades tercerizadas .....	60
4.1.5.2.2	Costos de las Actividades tercerizadas.....	61
4.1.6	Asignación del COMA a tramos .....	62
4.2	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DEL COMA .....	63
4.2.1	Administración .....	63
4.2.2	Operación .....	63
4.2.3	Mantenimiento.....	64
5	MODELAMIENTO DEL VATT Y ELABORACIÓN DE FÓRMULAS DE INDEXACIÓN APLICABLES AL VATT.....	66
5.1	MODELAMIENTO.....	66
5.2	INDEXACIÓN .....	67
6	DETERMINACIÓN DE LAS INSTALACIONES QUE CONFORMAN EL STT 68	
6.1	ANÁLISIS Y ENTENDIMIENTO DE LAS DISPOSICIONES DE LA LEY ELÉCTRICA PARA SU APLICACIÓN EN LA DEFINICIÓN DE INSTALACIONES TRONCALES (ART. 74). .....	68
6.1.1	Análisis del primer y tercer incisos .....	68
6.1.2	Análisis del segundo inciso .....	71
6.1.2.1	Análisis de la condición e): .....	72
6.1.2.2	Análisis de la condición a): .....	72
6.1.2.3	Análisis de las condiciones c) y d): .....	74
6.2	ELABORACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA APLICAR LAS CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS REALIZADO EN 6.1. ....	80
6.3	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AL SING Y AL SIC Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	82
6.3.1	Resultados del SING .....	82
6.3.1.1	Línea Tarapacá – Lagunas 2x220 kV .....	83
6.3.1.2	Línea Crucero - Lagunas 2x220 kV .....	85
6.3.1.3	Línea Crucero - Encuentro 220 kV .....	86
6.3.1.4	Línea Atacama – Encuentro 2x220 kV .....	87
6.3.1.5	Línea Atacama – Domeyko 2x220 kV .....	88
6.3.1.6	Línea Domeyko - Escondida 2x220 kV .....	90
6.3.1.7	Línea Andes - Oeste 1x220 kV.....	91
6.3.1.8	Línea Crucero - Laberinto 2x220 kV .....	92
6.3.1.9	Línea El Cobre - Laberinto 1x220 kV .....	93
6.3.1.10	Línea Encuentro - Tesoro 1x220 kV .....	94
6.3.2	Resultados SIC .....	95
6.3.2.1	Líneas Diego de Almagro – Carrera Pinto, Carrera Pinto – Cardones y Cardones – Maitencillo 2x220 kV.....	96

6.3.2.2	Líneas Maitencillo – Punta Colorada y Punta Colorada – Pan de Azúcar 2x220 kV.....	100
6.3.2.3	Líneas Pan de Azúcar – Las Palmas, Las Palmas – Los Vilos y Los Vilos - Nogales 2x220 kV .....	102
6.3.2.4	Líneas Nogales – Polpaico y Nogales - Quillota 2x220 kV .....	107
6.3.2.5	Líneas Quillota – San Luis y Quillota - Polpaico 2x220 kV .....	109
6.3.2.6	Línea Polpaico – Cerro Navia 2x220 kV, Cerro Navia – Chena 2x220 kV, Chena - Alto Jahuel 4x220 kV y transformadores 500/220 kV de Alto Jahuel.....	111
6.3.2.7	Línea Rapel – Alto Melipilla - Cerro Navia 2x220 kV .....	118
6.3.2.8	Línea Alto Jahuel – Maipo – Candelaria 2x220 kV .....	121
6.3.2.9	Línea Candelaria – Colbún 2x220 kV .....	122
6.3.2.10	Líneas Polpaico - Alto Jahuel, Alto Jahuel – Ancoa, Polpaico - Ancoa y Ancoa – Charrúa 500 kV y transformadores 500/200 kV Polpaico y Charrúa	123
6.3.2.11	Línea Ancoa – Itahue 2x 220 kV y transformador 500/220 kV Ancoa	128
6.3.2.12	Líneas Charrúa – Concepción, Charrúa – Hualpén, Hualpén – Lagunillas y Charrúa – Lagunillas 1x220 kV .....	130
6.3.2.13	Líneas Charrúa – Cautín 2x220 kV, Charrúa - Temuco 1x220 kV y Temuco – Cautín 2x220 kV .....	134
6.3.2.14	Líneas Cautín – Valdivia, Cautín - Ciruelos y Ciruelos - Valdivia 220 kV	139
6.3.2.15	Líneas Valdivia – Barro Blanco, Barro Blanco - Puerto Montt y Valdivia - Puerto Montt 220 kV .....	142
6.4	CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE INSTALACIONES TRONCALES.....	145
6.4.1	Sistema Interconectado del Norte Grande.....	145
6.4.2	Sistema Interconectado Central.....	145
6.5	APRECIACION GENERAL DE LAS DISPOSICIONES DE LA LEY RELATIVAS A LA DEFINICIÓN DE SISTEMAS TRONCALES .....	147
6.6	ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN EN EL SING Y EN EL SIC .....	147
	ANEXO 1 .....	148
	ANEXO 2: SING – DATOS BÁSICOS PARA LA SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN .....	149
	ANEXO 3: SIC – DATOS BÁSICOS PARA LA SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN .....	163
	ANEXO 4: DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN .....	194
	ANEXO 5: ÍNDICES DE RELEVANCIA CONDICIÓN a).....	197

# **ESTUDIO DE TRANSMISIÓN TRONCAL**

## **INFORME N° 1**

### **METODOLOGÍA, CRITERIOS PARTICULARES E ÍTEMES DE COSTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL VATT Y DETERMINACIÓN DE LAS INSTALACIONES TRONCALES EN EL SIC Y EN EL SING**

#### **1 INTRODUCCION**

Este primer informe se presenta en el contexto del estudio “Estudio de Transmisión Troncal”, en adelante ETT, que el Consorcio SYNEX-ELECTRONET-MERCADOS-QUANTUM, en adelante el Consultor, desarrolla de conformidad a lo establecido en el DFL N° 4 de 2006, en adelante Ley General de Servicios Eléctricos o ley eléctrica. De acuerdo con las Bases Técnicas del estudio, en adelante las Bases, este informe debe contener la metodología, criterios particulares e ítems de costo a considerar en el cálculo del Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT). Además, y según lo planteado por el Consultor en su propuesta de servicios, este informe contiene la metodología y criterios para establecer las instalaciones que forman parte del sistema troncal de transmisión (STT), aplicando lo dispuesto en el artículo 74 de la ley eléctrica, y los resultados obtenidos en este análisis.

De acuerdo con las Bases, una versión preliminar de este informe fue objeto de las observaciones y propuestas de modificación por parte del Comité de Contratación y Supervisión del Estudio de Transmisión Troncal, por las empresas participantes, por las instituciones interesadas y por los CDEC del SIC y del SING. Las observaciones fueron respondidas el informe “Respuesta a las Observaciones al Informe 1”. Esta versión final del Informe 1 incorpora las correcciones a la versión preliminar, en concordancia con las respuestas dadas en dicho informe a las observaciones y propuestas recibidas.

La metodología, criterios particulares e ítems de costo para la determinación del VATT, han sido elaborados por el Consultor considerando lo que señala la ley, las Bases, su propuesta técnica, el contrato del estudio y su experiencia. Cuando ha sido necesario, la metodología y los criterios expresados en las Bases y en la propuesta técnica se han adaptado conforme a la revisión de la información recibida de las Direcciones de Peajes de los CDEC-SIC y CDEC-SING, de acuerdo con el Anexo 2 de las Bases.

El presente informe ha sido organizado en 6 capítulos, incluida esta introducción. El Capítulo 2 contiene las definiciones que se aplicarán en el cálculo del VATT. El capítulo 3 trata la metodología, criterios particulares e ítems de costos que el Consultor utilizará en el cálculo del VI. En el capítulo 4 se incluye la metodología, criterios particulares e ítems de costo para el cálculo del COMA. El capítulo 5 incluye la metodología que el Consultor aplicará para determinar el VATT y sus fórmulas de indexación. Finalmente, el capítulo 6 presenta la metodología, criterios y resultados del análisis para la determinación de las instalaciones que conformarán el STT para el período 2011-2014.

## 2 DEFINICIONES Y OTRAS CONSIDERACIONES

### Valor Anual de la Transmisión por Tramo (VATT)

El Valor Anual de la Transmisión por Tramo – VATT – es la suma de la anualidad del valor de Inversión del tramo respectivo (V.I.) más los Costos anuales de Operación, Mantenimiento y Administración del mismo tramo (COMA).

### Anualidad del Valor de Inversión

La anualidad del Valor de Inversión de un tramo es la suma de las anualidades del valor de inversión de cada instalación que componen el tramo más la anualidad de la servidumbre correspondiente al tramo valorizado.

### Valor de Inversión de las instalaciones de un tramo.

El valor de Inversión o V.I. de las instalaciones de un tramo existente en el sistema troncal, es la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores o precios de mercado observados al 31 de diciembre de 2009.

La anualidad obtenida (AVI) se expresa en dólares norteamericanos, de acuerdo a la tasa de cambio promedio del dólar observado del mes de diciembre de 2009.

### Costos de Operación Mantenimiento y Administración

El COMA corresponde a los costos anuales de la operación, el mantenimiento y la administración de los elementos del tramo respectivo. Esta anualidad se expresa en dólares norteamericanos según la tasa de cambio promedio del dólar observado del mes de diciembre de 2009.

Los costos de Mantenimiento son los costos eficientes requeridos para mantener las instalaciones del tramo en condiciones de uso tales que los componentes de cada tramo cumplan con las condiciones de calidad y seguridad establecidas en la ley eléctrica y los reglamentos vigentes. Los costos incluyen costos de mantenimientos anuales, así como de mantenimientos de mayor periodicidad, anualizados

Los costos de Operación son los costos anuales requeridos para operar en forma eficiente las instalaciones del tramo en estudio en las condiciones de calidad y seguridad de servicio establecidas en las normas legales y reglamentarias vigentes.

Los costos de Administración son los mínimos costos anuales requeridos para las labores de administración, facturación y cobranza necesarias para realizar la gestión de la empresa dedicada a la operación y mantenimiento del conjunto de tramos en estudio.

Los costos de Mantenimiento, los de Operación y los de Administración pueden estar constituidos por gastos y/o por los costos anualizados de eventual infraestructura asociada a estas labores, esto es, los activos de infraestructura que eventualmente se determine en el curso del análisis de la empresa modelo eficiente, como necesarios para las funciones de operación, mantención y administración, tales como los que señalan las Bases.

Normas legales:

De acuerdo con lo establecido en las bases técnicas, el Consultor tendrá presente, al menos, las siguientes disposiciones legales y reglamentarias con el objeto que, tanto la operación de los tramos del sistema troncal como el mantenimiento de las instalaciones que lo conforman, cumplan las condiciones de calidad y seguridad de servicio requeridas:

- a) DFL N° 4
- b) Norma Chilena NSEG N°5/71
- d) Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Octubre 2009 y sus modificaciones.
- e) D.S. 327 (en lo que sea aplicable).
- f) Ley 19.300 “Ley de Bases del Medio Ambiente.

Economías de Escala:

Se aplicarán las economías que sean identificables con motivo de la administración conjunta de todos los tramos del sistema troncal.

Normativa de seguridad:

El cumplimiento de las normas básicas de prevención de riesgos será considerado como una condición fundamental para todas y cada una de las actividades propias de la operación, el mantenimiento y la administración de la empresa, lo que incluye la difusión y aplicación de las normas de Prevención de Riesgos y el funcionamiento de los Comités Paritarios que correspondan.

Normas de Higiene en el Trabajo y de Medio Ambiente

### **3 DETERMINACIÓN DEL AVI**

#### **3.1 DETERMINACIÓN DEL VALOR DE INVERSIÓN (VI), EXCLUIDAS SERVIDUMBRES**

##### **3.1.1 Procedimiento General**

El proceso de determinación del V.I. consistirá en:

- Identificar y analizar las instalaciones que componen cada tramo, tanto en forma directa como compartida.
- Elaborar los respectivos inventarios, desglosando sus componentes según el detalle que más adelante se indica.
- Establecer el precio unitario de cada componente o elemento.
- Valorizar los inventarios.

Los componentes de las instalaciones se valorizarán conforme sus costos puestos y habilitados en el terreno, de acuerdo a sus costos de adquisición y a los costos de las tareas propias del proyecto completo desarrolladas para habilitar el tramo.

En el caso de instalaciones troncales existentes resultantes de obras nuevas decretadas por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y que aún se encuentren dentro de los cinco periodos tarifarios en que rige el VATT se utilizará el VATT licitado, debidamente actualizado de la forma que señalan las bases del estudio, y no se calculará el V.I.

Respecto de las instalaciones que se identifiquen como pertenecientes al sistema troncal inicial pero que fueron objeto de las ampliaciones a que hace referencia el artículo 94° de la Ley se determinará el V.I. de la obra ampliada como una obra en sí misma, dándoles el mismo tratamiento de las demás instalaciones troncales iniciales.

No obstante se considerará, de manera separada al V.I. señalado precedentemente, un V.I. de labores de ampliación asociado a los costos propios de tareas de esa índole, tales como los correspondientes a tareas de desmontaje, faenas en instalaciones energizadas, construcción de variantes provisionales, etc., no considerados en el V.I. original de dichas instalaciones.

Para determinar el monto de la labores de ampliación se solicitarán, a través de a los CDEC's, los VI definitivos resultantes de las licitaciones de ampliación, con el desglose de dichas labores de que se disponga, y a las empresas de transmisión troncal correspondientes las Especificaciones Técnicas que definieron sus respectivos alcances.

Los VI definitivos de cada ampliación, resultantes según lo exigido por el Art. 94 del DFL N° 4 de un proceso de licitación pública abierta y transparente auditable por la Superintendencia, representan el mínimo costo en condiciones de ambiente competitivo a que una empresa contratista puede construirla teniendo en cuenta todas las dificultades y labores adicionales que su condición de ampliación implica.

La valorización de estas labores de ampliación considerará los precios vigentes al momento de adjudicación de las licitaciones de ampliación actualizados por IPC a la fecha de referencia de este Estudio.

La diferencia entre el VI de la ampliación así determinado y el que para la misma resulte considerándola como una obra en sí misma es precisamente el faltante que la empresa Transportista debe recuperar en el siguiente cuatrienio como “labores de ampliación”. Se tendrá el cuidado de descontar del VI de la ampliación el valor de los equipos y materiales eventualmente recuperados.

Si del análisis de las Especificaciones Técnicas surgiere que los recursos exigidos para estas labores no fueron los mínimos necesarios para construir las obras de ampliación cumpliendo con todas las disposiciones de seguridad y calidad de servicio y demás normativas vigentes se aplicará un modelo de cálculo adecuado para determinar los gastos en exceso que deberán restarse.

Al V.I. de las labores de ampliación resultante se le descontará el monto recuperado hasta la fecha de término de vigencia del Decreto N° 207 de 2007 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual será estimado a partir de dicho V.I. y de la vida útil de las ampliaciones correspondientes. El V.I. resultante, una vez descontado el monto recuperado, será anualizado para ser recuperado en los 4 años del cuatrienio tarifario a que se refiere el Estudio (2011-2014).

### **3.1.2 Inventarios**

Para llegar a inventarios finales suficientemente detallados de cada instalación se verificarán y validarán, a través de los mecanismos de muestreo y/o relevamiento físico que más adelante se detallan, los inventarios presentados por las empresas propietarias de instalaciones de transmisión, los que serán luego complementados y/o corregidos, si corresponde, de acuerdo a lo observado.

En primer lugar se procederá a la determinación de la parte del V.I. correspondiente a todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a transmisión de electricidad propios de cada tramo.

Seguidamente se incorporará al valor determinado anteriormente la parte correspondiente de las instalaciones (patios, subestaciones, centros de operación zonal, etc.) de uso compartido, de acuerdo con los criterios de asignación más adelante detallados, y finalmente la cuota correspondiente al uso del suelo, gastos e indemnizaciones pagadas para el establecimiento de los bienes físicos y al costo de las servidumbres.

La información a preparar incluirá al menos lo siguiente:

El nombre del tramo, la asignación de un código de identificación, la identificación del propietario y una enumeración detallada de sus componentes, especificando, cuando corresponda, capacidades nominales de potencia activa o reactiva, corrientes

nominales, límites térmicos, tensiones nominales de operación y un diagrama unilineal monofásico simplificado.

En el caso de obras civiles asociadas a tramos de subestaciones se especificará adicionalmente al menos el material constructivo, la superficie construida y la superficie del recinto ocupado por la subestación.

En caso de tramos de líneas de transmisión se consignará al menos la capacidad de transporte con sol a la temperatura máxima de operación del conductor que su propietario haya indicado, la longitud, tipo y sección del conductor, el cable de guardia (continuo o discontinuo), el tipo de vínculo de comunicaciones para protecciones, el número de estructuras y su vano medio, los tipos de estructuras (anclaje, suspensión y otros) con su descripción y material constructivo y detalles de la franja de servidumbre.

Para mayor claridad los tramos podrán clasificarse por tipos conforme a su denominación (de línea o de transformación).

### ***Metodología***

A continuación se efectúa una descripción detallada de la metodología a utilizar:

- a. En primer lugar se procederá a revisar, identificar y validar los inventarios presentados por las empresas propietarias de los distintos tramos del Sistema Troncal en estudio, con el grado de desagregación de sus componentes o elementos acorde a la importancia o peso que por su valor económico tengan en el conjunto analizado.

El procedimiento de validación consistirá en la inspección en el terreno de una muestra representativa de las instalaciones en estudio, agrupadas por niveles de voltaje y por tipo de soluciones constructivas.

Dado que el Consultor en oportunidad del ETT 2006 ya ha visitado, tomando debida nota de su equipamiento, una parte importante de las instalaciones que aún forman parte del STT, se han considerado representativas y se han seleccionado para visitar o visitar aquellas instalaciones de mayor importancia económica (500 kV) o caracterizadas por:

- a) Tratarse de instalaciones nuevas o que importan una renovación tecnológica en materia de control, protección y comunicaciones.
- b) Ser semejantes a otras al punto de resultar típicas en relación al conjunto.
- c) Merecer una consideración especial por la presencia de características únicas (compensación serie, equipamientos de monitoreo, control y protección atípicos, etc.).

Las instalaciones que en principio se visitarán en el SIC son:

## Líneas

- **Líneas de 500 kV Ancoa-Alto Jahuel y Alto Jahuel-Polpaico**, con el fin de realizar una oportuna verificación de los elementos mencionados en inventario.
- **Línea Maitencillo Pan de Azúcar.**
- **Línea Maitencillo-Cardones.**

## Subestaciones

- **S/E Cardones**, por haber recibido una importante renovación tecnológica, poder ser considerada un modelo característico de las SS/EE de 220 kV de Transelec e incluir además instalaciones de la CTNC.
- **S/E Maitencillo**, por haberse instalado en la misma un nuevo paño para la CTNC.
- **S/E Punta Colorada**, por ser una S/E seccionadora nueva.
- **S/E Pan de Azúcar**, por ser sede del COZ norte.
- **S/E Nogales**, por ser una S/E seccionadora nueva, con disposición atípica para el STT (esquema de interruptor y medio) e incorporar un sistema de controles de bahía de acuerdo a IEC 61850.
- **S/E Polpaico**, por haberse realizado en la misma una importante ampliación (500 kV), incluyendo la instalación de automatismos de renovada tecnología y presentar interesantes modificaciones en el patio de 220 kV.
- **SS/EE Alto Jahuel y Ancoa**, por su importancia económica merecen una renovada visita a sus instalaciones.
- **S/E Charrúa**, para ver la ampliación de la barra 220 kV Sección 3.
- **S/E Temuco.**
- **S/E Cautín.**
- **S/E Hualpén.**

Las instalaciones que en principio se visitarán en el SING son:

- **S/E Atacama**
- **Línea Atacama – Encuentro**
- **S/E Encuentro**
- **S/E Crucero**

- b. A continuación se complementarán los citados inventarios, corregidos de ser el caso a nivel de equipos mayores y primarios, con todos los dispositivos de montaje, puesta a tierra, conexión, etc., necesarios para su correcto funcionamiento, sobre la base de esquemas de instalación típicos representativos de las distintas tecnologías y/o modalidades constructivas relevadas, según se describe más adelante.

Cabe destacar al respecto que a diferencia de lo ocurrido en 2006, la información recibida para este estudio por parte de la propietaria del grueso del STT (Transelec), incorpora para el SIC un detalle muy completo tanto de los elementos estructurales (marcos de líneas y de barras) de los patios y de los soportes de aparatos de las SS/EE como de las estructuras de las líneas, incluyendo sus respectivas fundaciones y sus correspondientes referencias a planos.

### ***Líneas de transmisión***

Para valorizar las líneas de transmisión correspondientes a cada tramo se hará un inventario completo que contemple todos sus elementos.

La información de Transelec para el SIC ha sido recibida agrupada en veintiséis (26) directorios, cada uno de los cuales incluye cuatro archivos (Clasificación de Estructuras, Formulario Descriptivo, Lamina Clave y Secuencia de Estructuras) conteniendo la descripción básica de una línea: longitud, capacidad de transmisión en condiciones normales, conductores de energía e hilos de guarda, conjuntos de accesorios y aislación, amortiguadores (o separadores amortiguantes, en el caso de haces de conductores), cómputo de estructuras soporte por tipo (con su nomenclatura y dibujo de silueta), cantidad de fundaciones (diferenciadas en directas e indirectas), dispositivos de balizamiento diurno y detalles del trazado. La información precisa además el plano de diseño de cada torre.

Respecto del SING, la información recibida de Transelec de las líneas que ya integran el STT (Crucero – Encuentro) o son candidatas a serlo (Atacama – Encuentro, Crucero – Laguna y Tarapacá – Lagunas) es equivalente a la recibida para las líneas del SIC, excepto en lo relativo a detalles de estructuras y fundaciones o sus referencias a planos que permitan cubicarlas, por lo que se solicitará a esta empresa que complete el faltante.

Se considerarán:

#### **1. Materiales**

##### **A. Estructuras**

##### **I. Estructuras en sí, incluyendo barras de fundación.**

La información recibida incorpora un paquete (L-29, Cubicación Líneas SIC) conteniendo un documento único en el que se detalla el peso de cada tipo de estructura y extensión, discriminado en perfiles, chapas de unión y barras de fundación o perfiles de espera, cuando corresponde, pernos, tuercas y arandelas (estimado en un 5,5% del anterior) y cincado (estimado en un 4% de los perfiles).

Para comprobar la exactitud de esta información se cotejarán los datos de cubicación recibidos con la información gráfica de referencia y se complementará este análisis con una comparación con lo elaborado por el Consultor en el ETT anterior para determinar si existen inconsistencias y profundizar el análisis.

##### **II. Tirantes con sus accesorios (preformados, etc.).**

Estos elementos se incorporarán al inventario según detalles constructivos de planos validados con observaciones realizadas in-situ.

##### **III. Fundaciones**

Transelec ha informado el volumen de excavación, peso total de armadura, volumen de hormigón discriminado según su clasificación (H25, H17 y H10), metros cuadrados de moldaje utilizados y volumen de relleno compactado ejecutado para la cimentación correspondiente a cada tipo de estructura.

Toda esta información está discriminada por tipo de suelo, según la clasificación suministrada en el archivo Tipos de Suelo, y en el archivo Secuencia de Estructuras de cada línea cada estructura (piquete) tiene asignado el tipo de suelo que le corresponde.

Para validar el inventario se verificará que los datos de los planos hayan sido pasados a los cómputos con rigurosa exactitud, de manera que las cantidades informadas de hormigón, armadura, etc., como incorporadas a las obra sean las correctas y, al igual que para los pesos de las estructuras, se agregará un análisis de consistencia con los resultados del ETT anterior.

#### IV. Puesta a tierra.

Transelec ha informado para cada tipo de estructura el detalle de su correspondiente puesta a tierra, discriminada por resistividad del suelo y en el archivo Secuencia de Estructuras de cada línea cada estructura (piquete) tiene asignado una descripción del tipo de suelo que le corresponde.

El inventario se conformará traspasando estos datos a los cómputos con rigurosa exactitud.

#### B. Conductores de energía

Los conductores (de aluminio, aleación de aluminio, aluminio acero y cobre) están perfectamente especificados en los documentos de cada línea, tanto en tipo como en cantidad.

Partiendo de la práctica habitual en la construcción de líneas de utilizar manguitos para empalmar los conductores entre estructuras de anclaje, cuando ello se requiera, de manera de no desperdiciar el conductor de un carrete en la longitud que excede a un anclaje cuando ésta no sea suficiente para llegar al siguiente, a la longitud informada de cada tramo se agregará un 2% para cubrir los siguientes consumos adicionales:

##### i. Rectificación de la catenaria:

El incremento de longitud de la catenaria respecto de su proyección en planta es del orden del 0,5%.

##### ii. Puentes de conexión (estructuras de anclaje y transposiciones):

Para el caso más significativo (conductores de energía de líneas de 500 kV, con cadenas de anclaje de 25 unidades para las que la longitud de cada puente por subconductor es del orden de 18 m), tomando como ejemplo la línea Ancoa-Alto

Jahuel 2 (con mayor cantidad de anclajes, 99, que Ancoa-Alto Jahuel 1), los puentes insumen algo menos del 0,5% de la longitud de la traza (257,4 km).

Obviamente que en líneas de menor cantidad de aisladores por cadena este porcentaje se reduce.

iii. Desperdicios:

Resultan de la suma de los pedazos de cable que se pierden en el tensado, extremos de bobina inutilizables, no coincidencia de extremos de bobina de los distintos subconductores en los empalmes, en el caso de líneas de conductores compuestos, etc. Según la experiencia del Consultor en las numerosas líneas en cuya construcción sus integrantes han tenido participación activa la suma de estos desperdicios puede llegar a magnitudes del orden del 1%.

Se agregará un ítem específico con la cubicación de los manguitos de empalme a compresión y los manguitos de reparación. Para determinar la cantidad de empalmes se tendrá en cuenta el largo habitual de las bobinas según información de los fabricantes y esa cantidad de empalmes se incrementará en un 20% adicional para cubrir eventuales roturas de los alambres de los conductores durante las operaciones de tendido.

**C. Cables de guardia**

Si bien en este caso la longitud de los puentes es menor que en el de los conductores de energía por la inexistencia de cadenas de aisladores, se deben sumar a los puentes los tramos de conexión del cable en sí a cada estructura, por lo que al igual que lo indicado en el punto anterior la longitud de los cables de guardia que surja de computar la longitud de cada tramo se incrementará en un 2%.

La cubicación incluirá herrajes y elementos de conexión a las torres.

**D. Aislación**

La información recibida es precisa y coherente. Los aisladores aptos para neblina se valorizarán teniendo en cuenta esa característica.

**E. Ferrería**

Se validará la información recibida.

En la valorización de los accesorios de anclaje se incluirán los herrajes necesarios para formar la cadena y los empalmes a compresión y demás elementos componentes de los cuellos muertos (placas de compresión). En las cadenas de suspensión se tendrán en cuenta los herrajes, las morsas de suspensión y las correspondientes varillas preformadas.

**F. Fittings (separadores y amortiguadores)**

Se valorizará la información recibida y verificada en las visitas.

**G. Otros materiales de línea (balizas, mallas antitrepeado).**

En las visitas a las líneas se verificará en lo posible la presencia de dispositivos antitrepeado, defensas contra aves, defensas contra vandalismo, etc., para su posterior valorización.

**2. Transporte de materiales a obra**

El costo del transporte de los materiales a obra se calculará en base a su peso, incrementado con el de su embalaje, cuando corresponda, y a la distancia desde el punto de suministro (para materiales importados el puerto más próximo y para materiales y equipos nacionales Santiago, salvo que se constate que existen algunos cuyo costo en obra resulte más barato adquirido y transportado desde una capital regional), con la sola excepción del hormigón para las fundaciones en zonas de fácil acceso, que se supondrá elaborado y suministrado localmente.

**3. Montaje**

Para el cálculo del costo de la mano de obra y de los equipos necesarios para la correcta terminación de cada línea se seguirá la práctica habitual en empresas constructoras, esto es, cuantificar la secuencia ordenada de tareas necesarias para la completa ejecución de las obras, de manera de tener una base cierta que permita presupuestarlas asignando a cada una de dichas tareas el personal y el equipamiento que cada una precisa.

Desglosado así el trabajo, los recursos para las distintas tareas se computarán con los rendimientos habituales de mano de obra y de equipos de cuadrillas típicas de empresas constructoras especializadas en estos tipos de construcciones, afectados por un porcentaje que tenga en cuenta los tiempos muertos previsibles por las características específicas de cada obra, en especial en aquellos lugares con dificultades de acceso. Se controlará además que los resultados finales sean coherentes con la información de costos de obra totales que se hayan obtenido de las encuestas a empresas contratistas de obras.

Se tendrá en cuenta, como tarea adicional en los casos en que se lo requiera, la construcción de caminos de acceso mediante topadoras, consultando además a empresas constructoras de líneas de alta y muy alta tensión sobre el uso habitual y costo de utilización de helicópteros u otros recursos como alternativa. En caso de resultar éstos más eficientes y reducir los costos de montaje serán considerados para su valuación.

Se ha previsto incluir también en la valorización las siguientes tareas:

- Ejecución de senderos mínimos para el relevamiento y demarcación de la traza por parte de los topógrafos.
- Limpieza de la franja de seguridad (incluyendo trabajos de roce y tala de árboles).

#### 4. Costos de impacto ambiental

Se considerarán los gastos asociados a la preparación y tramitación de Declaraciones de Impacto Ambiental y, cuando corresponda, a la preparación y tramitación de los Estudios de Impacto Ambiental, participación ciudadana y preparación de los addenda a los EIA que hayan sido realizados por el propietario de la obra de acuerdo con la Ley de Bases del Medio Ambiente, al valor informado por éste.

En la realización del estudio se revisará la pertinencia de los costos de gestión del impacto ambiental, ya sea que las obras hayan requerido sólo una declaración de impacto ambiental o un estudio de impacto ambiental, así como la necesidad de realizar mitigaciones, incluidas obras de mitigación, traslado de especies de flora y fauna protegidas, etc.

#### **Subestaciones**

Para subestaciones se utilizará una metodología de diseños típicos elaborados, según sea la información disponible, en base a información recibida y verificada en el terreno, a información relevada in situ, a planos de obras homólogas ocultas, de existir, o, en última instancia, a la experiencia del Consultor.

La información de Transelec para el SIC ha sido recibida agrupada en veinticuatro (24) directorios, detallando pormenorizadamente los equipos instalados en las distintas subestaciones.

Cada subestación está descrita en una planilla de cálculo con, entre otras, las siguientes hojas: Formulario descriptivo, Equipos primarios, Comunes de subestación, Servicios internos, Sistema de iluminación de playa e Instalaciones comunes de patios (barras, acoplamiento y medición).

Las estructuras y fundaciones de marcos de barras y de líneas, listadas con los equipos primarios, están descritas, junto con las de los soportes de aparatos, en el paquete denominado S-28, Cubicaciones, con un detalle equivalente al suministrado para líneas en el paquete L-29 arriba mencionado, sólo que en este caso para cada estructura de 220 kV se han informado tres variantes según sea su ubicación geográfica (Norte, Centro o Sur).

Respecto de las fundaciones no hay referencias al tipo de suelo, por lo que de no conseguir información más precisa se considerarán los suelos correspondientes a las estructuras finales de las líneas vinculadas.

Respecto del SING, la información recibida de Transelec es equivalente a la recibida para el SIC.

Para validar la información recibida se utilizará la misma metodología descrita para las estructuras y fundaciones de líneas, utilizando cuando sea necesario el plano referenciado en la documentación recibida., el que de no haber sido incluido en la documentación obrante en el CDEC será oportunamente solicitado a las propietarias.

En el documento S-25 recibido se incluyen las especificaciones generales de los equipos mayores, las que serán comprobadas y tenidas en cuenta en su valorización, junto con las especificaciones antisísmicas (ETG-DISEÑO SÍSMICO).

Con el objeto de aclarar algunas imprecisiones detectadas en la documentación recibida, tal como algunas relativas a estructuras (en su peso no se ha considerado el de pernos, tuercas y golillas), fundaciones (no hay referencias a los distintos suelos), movimiento de suelos y compactación, servicios auxiliares, etc., se solicitarán a las propietarias aclaraciones y/o mayores precisiones, y en especial a la CTNC, cuya información adolece de una considerable falta de detalle.

En esas solicitudes se requerirán además precisiones respecto de las pruebas de recepción y puesta en marcha industrial de las instalaciones, pruebas que habitualmente se realizan con presencia de técnicos especializados de las empresas proveedoras. De no obtener respuesta se asumirá un costo de personal especializado y de valijas de ensayo calculado a partir de los honorarios o costos horarios y tiempos de ejecución de los ensayos que el Consultor estime adecuados.

Las indeterminaciones que queden serán salvadas cruzando los datos recibidos con la información gráfica de que se disponga y concurriendo al terreno para verificar el equipamiento in-situ.

### **Etapas del proceso**

La metodología a aplicar prevé las siguientes etapas:

1. Verificar, a partir del esquema unilineal actualizado del STT, los unilineales de las distintas SS/EE, de manera de poder determinar con exactitud los equipos mayores y primarios y los paños de distinto tipo a valorizar.
2. Clasificar los patios de las SS/EE, en función de la época en que fueron proyectadas y de los proyectos de los que formaron parte, en grupos de características técnicas o constructivas similares.
3. Descomponer cada S/E en:
  - A. Equipos mayores (transformadores, reactores, CC/EE y CER y equipos de compensación serie) completos con sus accesorios de montaje, conexión de alta tensión y conexión de tierra.
  - B. Patios, clasificados por nivel de tensión.
  - C. Instalaciones comunes de S/E, a saber:
    - I. Terrenos ocupados por las SS/EE:
      - i. Terreno en sí, exceptuando superficie de patios.
      - ii. Accesos.
    - II. Edificios de control:
      - i. Obra civil con sus correspondientes instalaciones.
      - ii. Sistemas de aire acondicionado, cuando corresponda.
      - iii. Sistemas de detección y de extinción de incendios, cuando corresponda.

- III. Sistemas de Control Digital Centralizados.
- IV. Sistemas de comunicaciones:
  - i. Onda portadora.
  - ii. Microondas, incluyendo cables coaxiales, torres, guías de onda y antenas.
  - iii. UHF y VHF
  - iv. Fibra óptica
- V. Servicios auxiliares de uso común:
  - i. Cableados de poder en media tensión para alimentación de los transformadores de SS/AA, sea desde paños de SS/AA propios, sea desde fuentes externas.
  - ii. Celdas de maniobra en media tensión, con sus correspondientes equipos de protección y medición.
  - iii. Transformadores de servicios auxiliares, con sus correspondientes protecciones.
  - iv. Grupos generadores de emergencia, con sus correspondientes protecciones y automatismos
  - v. Baterías y cargadores.
  - vi. Inversores.
  - vii. Tableros generales de servicios auxiliares de baja tensión en corriente alterna y continua.
  - viii. Instalaciones de aire comprimido, cuando corresponda.
- VI. Calles internas.
- VII. Iluminación vial.
- VIII. Cercos perimetrales de seguridad.
- IX. Sistemas técnicos de seguridad y video vigilancia.

4. Descomponer a su vez los distintos patios en:

A. Paños, clasificados según función:

- i. Conexión de transformador.
- ii. Conexión de línea.
- iii. Conexión de reactor.
- iv. Conexión de equipos de compensación reactiva (shunt o CER).
- v. Seccionamiento de barras.
- vi. Transferencia.
- vii. Interruptor central en diagonales

B. Equipos primarios comunes de patio completos con sus accesorios de montaje:

- I. Transformadores de potencial.
- II. Desconectores de puesta a tierra.
- III. Aisladores pedestal.

C. Instalaciones comunes de patio, a saber:

- I. Barras colectoras:

- i. Conductores, con sus elementos de sujeción y anclaje.
  - ii. Aislación y ferretería.
  - iii. Separadores de haces de conductores, cuando corresponda.
- 
- II. Cables de guardia.
  - III. Estructuras de marcos de barras con sus respectivas fundaciones y conexiones a tierra.
  - IV. Malla de puesta a tierra.
  - V. Canaletas, escalerillas y ductos de cables.
  - VI. Edificios de control, cuando corresponda.
  - VII. Equipos de aire acondicionado para edificios de control de patios, cuando corresponda.
  - VIII. Sistemas de detección y de extinción de incendios para edificios de control de patios, cuando corresponda.
  - IX. Tableros de comando de edificios de control de patios, incluyendo equipos de sincronización, cuando corresponda.
  - X. Servicios auxiliares de patio (cuando no fueren comunes a toda la S/E), según lo descrito para SS/AA de SS/EE.
  - XI. Terreno.
  - XII. Recubrimiento del terreno (material de relleno de 15 cm de espesor).
  - XIII. Caminos internos.
  - XIV. Iluminación de patio, incluyendo iluminación de emergencia y de seguridad.
  - XV. Instalaciones especiales de patio (aire comprimido, etc.) cuando corresponda.
  - XVI. Unidades terminales remotas (RTU) para uso exclusivo del patio.
  - XVII. Sistemas de protección diferencial de barras.
  - XVIII. Sistemas técnicos de seguridad y video vigilancia.

5. Descomponer a su vez cada paño en:

A. Equipos primarios completos con sus accesorios de montaje:

- I. Interruptores.
- II. Desconectores, desconectores de puesta a tierra y desconectores con puesta a tierra.
- III. Transformadores de corriente.
- IV. Transformadores de potencial.
- V. Pararrayos.
- VI. Trampas de onda.
- VII. Condensadores de acoplamiento.
- VIII. Aisladores pedestal.

B. Instalaciones comunes de paño, a saber:

- I. Cableado de interconexión en alta tensión entre aparatos entre sí y a barras:

- i. Conductores (caños y/o cables).
  - ii. Aisladores.
  - iii. Conectores.
  - iv. Ferrería.
  - v. Espaciadores, cuando corresponda.
- II.** Casetas de control, cuando corresponda.
- III.** Tableros de control en edificios o casetas:
- i. Tableros de control local, incluyendo esquemas mímicos y paneles de alarmas, medidores de energía de precisión para tarificación troncal e instrumentos de medición, cuando corresponda.
  - ii. Tableros de protecciones.
  - iii. Tablero de relés auxiliares.
  - iv. Armarios repartidores de cables.
- Se considerarán tableros típicos a los que se agregarán los relés auxiliares y los equipos de protección, medición y alarma existentes según el inventario verificado y/o elaborado al efecto.
- IV.** Tableros típicos de distribución de SS/AA en ca y cc.
- V.** Estructuras de marcos de líneas y transformadores con sus respectivas fundaciones y conexiones a tierra.

El costo de estos marcos, cuando fueren compartidos por varios paños, será prorrateado entre los mismos por partes iguales.

- 6.** Diseñar para cada equipo mayor valorizado según sus datos específicos (marca, modelo y características técnicas relevantes) un esquema de montaje típico, incluyendo conectores, cableado de control y puesta a tierra, aplicable a todos los equipos homólogos y cuyo costo se sumará al de los equipos en sí.

Cada conjunto de montaje de equipo mayor así completado constituirá un módulo típico para el armado de SS/EE.

Los equipos mayores incluyen:

**A.** Bancos de autotransformadores monofásicos 500/220 kV

Para estos equipos el esquema de montaje se elaborará considerando conjuntos de siete unidades y dividiendo luego la unidad de reserva (con su conexionado de conmutación: torres de soporte con elementos aislantes, conductores y accesorios de cabecera necesarios) entre los dos bancos.

Se incluirán las bases de hormigón de los equipos, los fosos recolectores de aceite, la parte proporcional de fosos separadores agua - aceite, los muros cortafuego, los soportes y accesorios de montaje, el conexionado de alta tensión, el conexionado para la formación de los neutros en 500 kV y 220 kV y del triangulo en media tensión, el conexionado de puesta a

tierra, el sistema contra incendio y el equipamiento de transferencia del autotransformador de reserva, computando torres, aisladores y accesorios, puesta a tierra y montaje.

Se incluirá en el costo de los transformadores el de las protecciones propias (relés Buchholz, de sobrepresión, de nivel de aceite, de imagen térmica, termómetros, válvulas, equipos de monitoreo de aceite y corriente de fuga de bushings, transformadores de corriente de bushings, etc.) y el de los elementos de montaje típicos.

Se computarán por separado:

- I. Tableros de protecciones.
- II. Tableros de relés auxiliares.
- III. Armarios repartidores de cables.
- IV. Tableros de control del RBC, incluyendo reguladores automáticos de tensión.

## **B. Reactores**

Se considerarán los mismos accesorios citados para los autotransformadores, excepto los RBC.

### **I. Bancos de reactores monofásicos de 500 kV**

Para el típico de montaje de estos equipos se adoptarán, por su similitud, los mismos elementos considerados para los bancos de autotransformadores, con excepción del conexionado para conmutación de unidades, exclusivo de los transformadores.

### **II. Reactores trifásicos de 500 kV**

La información para elaborar los típicos de montaje de los reactores trifásicos de 500 kV se obtendrá de los planos y las visitas a las instalaciones, y se incluirán en la cubicación las fundaciones de sus correspondientes reactores de neutro.

### **III. Reactores trifásicos de 220 kV**

El montaje de estos reactores se modelará en forma similar al de los de 500 kV.

## **C. Condensadores shunt**

Los montajes de los bancos de compensación estáticos (CCEE) serán elaborados a partir de datos obtenidos en las visitas a efectuar a las distintas SS/EE.

Para su valorización se tendrán en cuenta:

- I. Interruptores.
- II. Desconectores.

- III. Transformadores de corriente entre centros estrella aislados.
- IV. Aisladores pedestal, con sus correspondientes estructuras de soporte, fundaciones, conectores de alta tensión y puesta a tierra.
- V. Cables de poder de alta o media tensión, según corresponda, con sus correspondientes mufas.
- VI. Bases aislantes.
- VII. Reactancias de inserción con núcleo en aire, cuando corresponda.
- VIII. Fusibles de protección.
- IX. Resistencias de descarga.
- X. Caños y/o cables de interconexión.

**D. Compensadores estáticos de reactivo (CER)**

Para su valorización se tendrán en cuenta:

- I. El equipo de compensación de reactivo en sí, con todos sus accesorios (transformadores de medida, armarios de control y protección, etc.
- II. Interruptores.
- III. Desconectadores.
- IV. Conexión de alta tensión, incluyendo conductores, aislación, ferretería, etc.
- V. Conexión de control y protección.
- VI. Conexión de puesta a tierra.

**E. Equipos de compensación serie**

Para su valorización se tendrá en cuenta:

- I. La plataforma de compensación en sí con todos sus accesorios (plataforma aislante, transformadores de medida, armarios de control y protección, conexión de control en fibra óptica, sistemas de refrigeración, etc.
- II. Interruptor de by pass con sus accesorios de montaje.
- III. Desconectadores de interconexión con sus accesorios de montaje.
- IV. Conexión de alta tensión, incluyendo conductores, aislación, ferretería, etc.
- V. Conexión de puesta a tierra.

El modelado del montaje de las plataformas se efectuará en base a lo relevado in situ y a los planos de la empresa proveedora ALSTOM (hoy AREVA) y del fabricante (General Electric) de que se disponga.

Para la valorización de las fundaciones se verificará la información suministrada por la propietaria.

- 7. Diseñar para cada equipo primario valorizado según sus datos específicos (marca, modelo y características técnicas relevantes) un esquema de montaje típico,

incluyendo conexionado de alta tensión, cableado de control y conexionado de puesta a tierra, aplicable a todos los equipos homólogos y cuyo costo se sumará al de los equipos en sí.

Cada conjunto de montaje de equipo primario así completado constituirá un módulo típico para el armado de patios y paños.

Dentro de este grupo se incluyen los interruptores, desconectores, transformadores de medida, pararrayos, aisladores pedestal, trampas de onda y condensadores de acoplamiento.

El diseño de sus montajes típicos incluirá:

- A.** Estructuras de soporte, de no haber información específica validada para la SE de que se trate (en las SS/EE en las que esté disponible se usará el dato específico informado por la empresa transmisora).
- B.** Fundaciones, incluyendo elementos de anclaje (ídem anterior).
- C.** Accesorios de montaje:
  - I.** Cajas de conjunción o agrupamiento con sus correspondientes borneras para transformadores de medida y desconectores.
  - II.** Dispositivos de protección secundaria de transformadores de potencial (interruptores termomagnéticos o guardamotors con contactos auxiliares).
  - III.** Contadores de descargas y medidores de corriente residual para descargadores.
  - IV.** Conduit de acero galvanizado y/o de PVC a canaletas de cables, con sus accesorios.
  - V.** Varios (bulonería, herrajes, etc.).
- D.** Conexionado de alta tensión: conectores, espaciadores, anillos de guardia y patines de conexión para desconectores tipo pantógrafo, etc.
- E.** Cableado de baja tensión de poder y de control desde las borneras propias de los equipos hasta los correspondientes tableros de control, comando y protección.
- F.** Conexionado de los aparatos y de sus soportes a la malla de tierra, considerando cables y soldaduras.

Para cada equipo primario se considerará en su respectivo esquema de montaje un conjunto de cables multipolares típico, con una longitud media hasta sus tableros de control a estimar según las dimensiones del patio correspondiente.

Los esquemas de montaje típicos de los distintos equipos primarios se agruparán por niveles de tensión.

Cada conjunto de montaje de equipo primario así completado constituirá un módulo típico para el armado de patios y paños.

- 8.** Diseñar para las instalaciones comunes que lo permitan, tanto de paño como de patio como de S/E, esquemas típicos que incluyan todos sus elementos asociados.

Cada instalación común así completada, ajustada en sus dimensiones al paño, patio o S/E a que se aplique, constituirá un módulo típico para su armado.

**A. Instalaciones comunes de paño**

**I. Tableros de control en edificios o casetas:**

Se considerarán armarios metálicos típicos incluyendo cableado interno, canaletas plásticas, borneras, etc.

**II. Tableros de distribución de SS/AA en ca y cc:**

Se considerarán armarios idénticos a los anteriores a los que agregará una cantidad estimada de interruptores termomagnéticos por paño.

**B. Instalaciones comunes de patio**

**I. Mallas de tierra:** se considerarán, a falta de información más precisa, cuadrículas de paso típico (10 x 10 m) ajustadas a cada patio en función de sus dimensiones. Los cómputos incluirán los cables, las cargas y moldes para soldaduras.

**II. Alumbrado de patios:** se definirán, a falta de información más precisa, cantidades típicas de proyectores por m<sup>2</sup> de patio, a partir de las cuales se establecerán la cantidad de soportes (sobre marcos o estructuras especiales), de cables de alimentación, de cajas de derivación y de armarios de distribución a considerar.

**III. Canaletas de cables y ductos:** los canales se valorizarán por metro lineal, incluyendo el costo de escalerillas o soportes y el de su puesta a tierra, clasificándolos por sus dimensiones en un número suficiente de canaletas típicas y, en el caso de cruces bajo caminos y accesos, por la carga que deben soportar.

Su longitud se determinará de planos.

**IV. Cierros eléctricos:** se definirán cercos típicos, los que se ajustarán por unidad de longitud a lo relevado de los planos de planta de las distintas SS/EE.

**V. Servicios auxiliares:** su análisis se dividirá en dos etapas:

i. Alimentación a partir del suministro en 13,8 kV hasta los armarios de ca.

Para esta parte se utilizará la información relevada a partir de los esquemas unifilares de servicios auxiliares, planos de proyecto y documentos de información complementaria que se reciban.

ii. Equipamiento de los armarios de ca y cc.

Para esta parte se diseñarán esquemas típicos que definan el equipamiento necesario, con la posibilidad de

modificarlos de acuerdo a los datos específicos que se puedan obtener de los planos unilineales, cuando los haya.

**C. Instalaciones comunes de S/E**

- I. Cierros perimetrales de seguridad: se definirán cercos típicos y se los ajustará por unidad de longitud a lo relevado de los planos de planta de las distintas SS/EE.
  - II. Iluminación de calles: vale lo dicho para la de patios, es decir que a partir de los planos detallados de los que se disponga se determinará una cantidad típica de luminarias y accesorios, a ajustar después a las características de cada SS/EE.
  - III. Servicios auxiliares: vale lo dicho para los de patios, con la salvedad de que para casos más complejos, como Alto Jahuel, el análisis incluirá los elementos existentes de alto costo, tales como transformadores 66/13,2 kV con su respectivo equipamiento de maniobra.
9. Completar la tarea de cubicación, una vez actualizado el listado de equipos mayores y primarios y elaborados los esquemas típicos de montaje, con la de instalaciones no tipificables (instalaciones tales como caminos internos, barras colectoras, etc., que no permiten, por su natural diversidad, una tipificación como la indicada en el punto anterior) específicas de cada paño, patio o S/E.

Para su cómputo se recurrirá a los planos de planta existentes, estimándolas en los casos de SS/EE para las que no se disponga de tal documentación.

En particular para las estructuras y fundaciones de marcos de barras y de líneas, transformadores, etc. se validarán los datos declarados los propietarios, de haberlos, por comparación con la documentación gráfica de respaldo recibida, y en caso de no disponerse de tal documentación se las tipificará por conjuntos de subestaciones de características y tecnologías similares.

10. Reconstruir con los equipos mayores y primarios y con los módulos típicos diseñados, combinados por paños y por patios de cada tensión, el inventario completo de las SS/EE del STT a valorizar.

**Fuentes de información**

Para la cubicación de las SS/EE, incluyendo módulos típicos, se emplearán las siguientes fuentes de información, listadas en orden de preferencia:

1. Listas de materiales recibidas, con las siguientes particularidades:

- a) Equipos mayores y primarios:

Se utilizará la información recibida contrastada con los esquemas unilineales de cada S/E.

- b) Equipos de medición, protección y control:

Se utilizará la información recibida contrastada con los esquemas unilineales de cada S/E y con los relevamientos in situ.

2. Cubicación de planos recibidos. Para este fin se considerarán como equivalentes las instalaciones homólogas de las distintas SS/EE, vale decir que se considerará suficiente contar con la información de un tipo de instalación de una S/E para tipificarla para el resto, con las salvedades ya expuestas de contemporaneidad en el diseño de las mismas.
3. Relevamientos in situ, en oportunidad del muestreo realizado para la validación de los inventarios y/o planos recibidos.
4. Solicitudes de información adicional a los propietarios.
5. Anteproyecto ad-hoc a realizar por el Consultor, en base a condiciones climáticas, de suelos, etc., estimadas al efecto.

### 3.1.3 Costos Unitarios

Para la valorización del inventario se efectuará un estudio de valores de mercado de costos unitarios, para lo cual se solicitará cotización informativa a empresas de amplia experiencia en sistemas de transmisión de los niveles de tensión que se estén evaluando y que hayan realizado suministros y obras en Chile. Dichas cotizaciones serán solicitadas dentro del proceso de este estudio. Los costos unitarios a incluir en el VI se respaldarán mediante la presentación de todas las propuestas recibidas, incluidas aquéllas no consideradas en el cálculo.

Al efecto se distinguirá:

- Costos de equipos y materiales importados,
- Costos de equipos y materiales nacionales, y
- Costos unitarios o porcentuales de otros componentes del VI, tales como ingeniería, construcción, montaje, inspección, gastos generales del Contratista y del Propietario y otros.

El consultor hará el mayor esfuerzo por disponer de suficientes cotizaciones informativas como sea posible, pero en general esto no resulta del todo satisfactorio, debido a que al no haber una compra real involucrada, no siempre los proveedores preparan y responden las solicitudes de cotización.

Tanto para los componentes nacionales e importados, los precios unitarios de los equipos mayores y primarios, así como los de la aislación de las líneas, se solicitarán cotizaciones que tengan en consideración las normas de aplicación chilenas, en especial las sísmicas, y con las especificaciones suministradas al Consultor por los Propietarios en sus inventarios y verificadas por muestreo en el terreno.

En relación con la consideración de economías de escala en la adquisición de equipos y materiales, las Bases establecen que el Consultor considere analizar los descuentos por volumen asociados a la adquisición de equipos y materiales para las SS/EE y líneas, considerando cada tramo como proyecto completo e independiente.

Al respecto, el consultor aplicará lo señalado en las bases; no obstante hará las justificaciones del caso para dar a los tramos la definición que ellos tienen desde el punto de vista de la ejecución de los proyectos, cuando ella es diferente a la definición

de tramos contenida en la ley. Así por ejemplo, no será excepcional que la adquisición de los materiales para la construcción de líneas de doble circuito en estructura común se realice de manera conjunta, a pesar de que la totalidad de las líneas del sistema troncal que poseen esa característica y que nacen y terminan en los mismos nudos están clasificadas como tramos distintos, es decir cada circuito conforma a un tramo distinto. La misma situación ocurre con los paños de línea de los dobles circuitos y a mayor abundamiento con la necesidad de realizar la adquisición del equipamiento de los elementos de uso compartido (pañós seccionadores y acopladores) conjuntamente con los paños de los tramos troncales con los cuales serán compartidos. En fin, en el caso de tramos de transformación, se presenta la misma situación que en el caso señalado para las líneas de doble circuito. Por otra parte, los tramos de transformación en el sistema troncal son a su vez indispensables para que funcionen las líneas de mayor voltaje, de manera que, por ejemplo, no se concibe la existencia y operación de los dos tramos de línea de 500 kV Ancoa-Alto Jahuel, sin que simultáneamente exista y operen los dos tramos de transformación de 500/220 kV existentes en Alto Jahuel y el tramo de transformación existente en Ancoa.

En la metodología de estimar los costos de equipamiento mediante cotizaciones con proveedores se espera que el costo de los componentes resultantes de esta investigación de mercado presente desviaciones respecto de la cotización del Proveedor al momento de presentar una oferta real.

Las razones principales pueden tener origen en la cantidad real de los componentes solicitados en la oferta, el lapso de tiempo transcurrido entre dos evaluaciones, la política de posición/precio del mercado real del Proveedor en el momento de la oferta, incluyendo su sensibilidad respecto de las condiciones de competencia.

Estos factores resultan difíciles de evaluar, salvo que se tenga información de valores de adquisición de los materiales y equipos en licitaciones competitivas, datos que serán solicitados. Otra forma de tener una aproximación a esta desviación es mediante las consultas que se harán a los proveedores a los que se les solicite la cotización, pero teniendo presente que generalmente ellos no suministran esta información.

Los efectos coyunturales en los precios se detectarán contrastando los valores obtenidos de las encuestas con los que el consultor posee en sus bases de datos debidamente actualizados: cuando se detecten diferencias que excedan un cierto umbral, estas serán investigadas en detalle. Igual criterio se empleará para detectar la representatividad de los resultados de las encuestas y la necesidad de utilizar información de proyectos recientemente ejecutados, de disponerse de ellos.

Los datos de licitaciones realizadas serán tomados como referencia no sólo para aquellos precios para los que no se consigan cotizaciones sino en general para todas las instalaciones.

### **3.1.3.1 Costos unitarios de equipos y materiales importados**

Las características físicas y técnicas de los componentes, a los efectos del estudio de mercado para determinar sus costos, de acuerdo con lo señalado en la ley y en las Bases Técnicas, se indican en el cuadro siguiente:

EQUIPOS MAYORES (Transformadores y reactores)

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y TÉCNICAS	BIL kVc	Tensiones kV	Regulación de tensión	Frecuencia Hz	Capacidad MVA	Fases N°	Refrigeración Tipo	Grupo de conexión	Accesorios
Transformadores	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Autotransformadores	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Reactores	X	X		X	X	X	X		X

EQUIPOS MAYORES (Compensadores)

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y TÉCNICAS	BIL kVcr	Tensión kV	Frecuencia Hz	Capacidad MVar	Fases N°	Reactancia Ohm	Inductancia mH	Corriente A	Accesorios
Compensación shunt	X	X	X	X					X
Compensación estática de reactivos (CER)	X	X	X		X		X	X	X
Compensación serie	X	X	X	X		X		X	X

EQUIPOS PRIMARIOS (Equipos de maniobra)

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y TÉCNICAS	BIL kVcr	Tensión kV	Frecuencia Hz	In A	Icc kA	Tecnología	Accionamiento	Comando (uni/tri)
Interruptores	X	X	X	X	X	X	X	X
Desconectadotes	X	X	X	X	X	X	X	
Desconectadotes c/puesta a tierra	X	X	X	X	X	X	X	
Desconectadores de puesta a tierra	X	X	X		X		X	

NOTA: Las capacidades de los equipos se especificarán de acuerdo a la información suministrada por sus Propietarios y verificada en el terreno.

EQUIPOS PRIMARIOS (Equipos medición y protección)

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y TÉCNICAS	BIL kVcr	Tensión kV	Frecuencia Hz	In A	Icc kA	Tecnología	Relación	Prestación y clase de precisión de arrollamientos	Prestación y clase de precisión de núcleos	Corriente de descarga kA
Transformadores de corriente	X	X	X	X	X	X	X		X	
Transformadores de potencial	X	X	X			X	X	X		
Pararrayos	X	X	X			X				X

EQUIPOS PRIMARIOS (Comunicaciones)

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y TÉCNICAS	BIL kVcr	Tensión kV	Frecuencia Hz	In A	Icc kA	Capacidad pF	Ancho de banda kHz	Inductancia mH
Capacitores de acoplamiento	X	X	X			X	X	
Trampas de onda			X	X	X			X

EQUIPOS PRIMARIOS (Varios)

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y TÉCNICAS	BIL kVcr	Tensión kV	Frecuencia Hz	In A	Icc kA	Carga de rotura a flexión kN	Material de aislación	Material del conductor	N° y sección de conductores N° x mm2
Aisladores pedestal	X	X	X			X			
Cables de poder	X	X	X	X	X		X	X	X

A continuación se presenta la metodología y los criterios a seguir para determinar los costos unitarios de equipos y materiales importados.

En base al inventario que detalla los equipos y materiales asociados a los tramos del Sistema Troncal en estudio, se determinan los ítems y la cantidad correspondiente de los componentes o elementos a importar con el detalle de desagregación necesario. Además de estos equipos y materiales, se consideran los equipos e instrumentos especiales utilizados en la operación y mantenimiento de las instalaciones, tales como

instrumentos para medir la aislación, instrumentos de termografía y analizadores de gases.

Se hará una investigación del Mercado Internacional para individualizar los tipos de productos capaces de cumplir tales características y con los estándares de calidad de la normativa internacional. En el caso que existan equipos, materiales u otros componentes con características físicas y técnicas que no tengan vigencia o no existan en el mercado, se identificará un componente alternativo técnicamente comparable y que tenga niveles de calidad similares.

Los componentes se valorizarán al precio de adquisición CIF (costo transporte internacional, seguros y otros que corresponda) en puerto chileno. A este precio se le agregará posteriormente los costos de desaduanamiento e internación, flete, almacenamiento, y otros para tener los equipos en obra.

Se considerarán en esta etapa las tasas arancelarias vigentes para los distintos bienes de capital listados mediante el Decreto N° 55 de 2007 del Ministerio de Hacienda o el que lo reemplace, así como los acuerdos existentes con los países de origen (TLC y otros).

El estudio de mercado proporcionará en lo posible la información sobre la política de los precios de la sociedad proveedora. Al respecto, se formularán también preguntas orientadas a evidenciar los aspectos contractuales ligados a la provisión, como por ejemplo la modalidad de pagos, garantías, cláusulas penales por retardos en la consigna, tipo de orden (cerrada o abierta), carta de fianza.

### **3.1.3.2 Costos unitarios de equipos y materiales nacionales**

Para obtener el costo de los equipos y materiales nacionales se tomará contacto con los proveedores mayoristas, a quienes se les solicitará una cotización por una cantidad determinada de cada material específico basado en los mismos proyectos considerados para cotizar equipos importados.

Una vez recibidas las cotizaciones o informaciones según corresponda, y habida verificación de los estándares de calidad, especificaciones técnicas y normas chilenas involucradas, se contrastarán entre ellas para determinar su validez y excluir las que eventualmente se alejen significativamente del costo medio. Entre las cotizaciones restantes se usará un promedio entre las dos más bajas. En caso de no contar con suficientes cotizaciones se revisarán la(s) cotización(es) recibida(s) y se usará el valor más adecuado que quede disponible para estos efectos.

El criterio para descartar cotizaciones que se alejen significativamente del costo medio de ellas consistirá en establecer un umbral, por ejemplo 20% sobre el precio medio, a partir del cual la cotización que se aleja se descarta.

Adicionalmente, el Consultor consultará valores de materiales efectivamente adquiridos recientemente para proyectos similares, los que se entregarán como respaldo para los costos que se determinen para este estudio.

### 3.1.3.3 Costos unitarios de otros componentes del VI

Además de los costos unitarios de equipos y materiales importados y nacionales, el VI requiere de otros componentes de costos asociados a la habilitación de las obras en terreno.

Se tomará contacto con empresas de construcción para determinar el costo de construcción de obras e instalaciones de transmisión. Se solicitará a estas empresas valores de mano de obra directa, supervisión, horas de maquinaria, costo de hormigón, costo de montaje de estructura metálica. Generalmente estas empresas acostumbran entregar estos valores en rangos, de manera de no revelar información confidencial de dichas empresas. Adicionalmente, y con el objeto de conocer la estructura de los costos totales, se les solicitará información sobre rangos típicos de gastos generales y utilidades incluidos en los costos de construcción. Estas componentes son muy sensibles para las empresas constructoras y solo se espera estimar rangos usuales para tales variables.

Una vez recibidas las cotizaciones o informaciones según corresponda, se contrastarán entre ellas para determinar su validez y excluir las que se alejen más de un 20% del costo medio o de los costos que resultan de la experiencia del Consultor. Entre las cotizaciones restantes se usará un promedio entre las dos mas bajas. En caso de no haber recibido suficientes cotizaciones como para proceder de esta manera, se revisarán la(s) cotización(es) recibida(s) y se usará el valor más adecuado que quede disponible para estos efectos.

En el caso que menos de dos empresas entreguen información sobre rangos típicos de gastos generales y utilidades esta información podrá ser complementada con estudios existentes sobre la estructura de costos de empresas constructoras.

En relación con los costos de ingeniería, que incluyen tanto la ingeniería básica y confección de los pliegos de llamado a licitación para la construcción de la obra como la ingeniería de detalle del Contratista, se determinará el costo de la ingeniería para proyectos típicos como un monto base por proyecto más un monto por tipo de instalación de acuerdo a la tipología que se indica a continuación:

- Monto base de proyectos de subestaciones
- Paño de línea 220 kV (convencional e interruptor y medio)
- Paño de línea 500 kV (convencional e interruptor y medio)
- Transformador 220 kV (convencional e interruptor y medio)
- Banco de transformadores 220 kV (convencional e interruptor y medio)
- Banco de transformadores 500 kV (convencional e interruptor y medio)
- Paño interruptor de transferencia
- Paño interruptor de acoplamiento o seccionador
- Monto base de proyectos de líneas de 220 kV
- Monto base de proyectos de líneas de 500 kV
- Monto por km de línea

Estos costos se expresarán eventualmente como porcentajes, para ser aplicados a las obras bajo análisis.

Adicionalmente, se considerarán los costos de ingeniería, construcción y montaje utilizados en licitaciones de construcción de instalaciones similares, ejecutadas dentro de los últimos tres años.

Los costos de ingeniería considerarán todas las materias necesarias para desarrollar los estudios y el proyecto. Estas materias serán al menos las siguientes:

- estudios de terreno
- estudios sistémicos
- estudios de Impacto ambiental
- estudios de servidumbres
- ingeniería básica
- ingeniería de detalles
- bases de licitación
- presupuesto

Dentro de esto, el monto base de ingeniería considerará: diagrama unilineal, disposición de equipos, malla de puesta a tierra, cálculo de cortocircuitos, aislación, alumbrado, servicios auxiliares, mecánica de suelos, resistividad del terreno, topografía, sala eléctrica, canaletas de patio, estructuras, fundaciones, especificaciones de equipos y materiales, etc.

En lo particular por paño o instalación se incluye principalmente control y alambrado y protecciones.

En cuanto al monto base de líneas incluye los estudios generales, diseño de aislación, estructuras y fundaciones, mecánica de suelos, resistividad de terreno, trazado, detalles de cadenas, especificaciones de materiales, etc.

En el costo por kilómetro se incluye topografía, perfil y localización de estructuras, tabla de tensado.

El Consultor tiene considerado calcular los costos de ingeniería para diversos tipos de instalaciones. Sobre estos presupuestos se harán ajustes con relación a la cantidad de paños y otras instalaciones particulares, partiendo de un presupuesto de una instalación similar.

Para los costos de construcción, montaje e inspección se procederá en forma similar.

Los gastos generales incluirán los gastos generales de la construcción y del dueño en forma separada.

### **3.1.4 Valorización de las instalaciones**

#### **3.1.4.1 Componentes electromecánicos**

Conforme su naturaleza, los componentes de cada tramo se clasificarán en importados y nacionales. Para valorizar cada uno de estos componentes se detallará su valor según el siguiente desglose:

- Costos de ingeniería, conceptual, básica y de detalle
- Costo de estudios ambientales

- Costo de mitigaciones ambientales
- Gestión de obtención de concesiones eléctricas
- Tramitación de permisos municipales
- Tramitación de Servicios de Salud y horas involucradas en la generación de autorizaciones de trabajo
- Costo de materiales
  - Precio de adquisición (CIF o FOB, en el caso de materiales importados)
  - Costo de transporte marítimo, cuando corresponda (precios FOB)
  - Seguros marítimos, cuando corresponda (precios FOB)
  - Costo de internación (materiales importados)
  - Flete y costo de almacén de equipos y repuestos
  - Flete a obra
- Mano de obra y equipos asociados a la instalación o construcción
- Costos de puesta en servicio
- Inspección técnica (del proyecto de ingeniería, construcción, seguridad y medio ambiente)
- Otros gastos asociados a la habilitación y/o reposición de componentes
- Imprevistos
- Intereses durante la construcción
- Gastos generales
- Impuestos
- Bienes intangibles
- Capital de explotación

Durante el desarrollo de los trabajos se propondrá, de ser necesario, la exclusión de algunos de estos ítems y/o la inclusión de otros adicionales o bien una clasificación distinta, lo que se justificará tanto en los informes como en los cuadros de resultados.

### **Obras civiles**

Las obras civiles serán valorizadas en función de la información existente en los planos que se reciban complementada con la relevada in-situ.

La valorización se hará según el desglose básico que se indica:

- Costo del proyecto de arquitectura
- Costo de ingeniería
- Construcción
  - Materiales
  - Mano de Obra
- Inspección técnica del proyecto de ingeniería, construcción y seguridad
- Imprevistos
- Intereses durante la construcción
- Gastos varios de habilitación
- Gastos generales
- Impuestos
- Bienes intangibles
- Capital de explotación

Las obras civiles asociadas a tramos de subestaciones se detallarán según el siguiente desglose básico:

- Superficie construida
- Superficie de patios de alta tensión
- Materiales constructivos

La valorización se hará para edificaciones según la superficie cubierta y para el resto de las obras por unidad de medida, en base a los siguientes costos unitarios:

Edificaciones:

- Edificios en hormigón [m<sup>2</sup>]
- Edificios en albañilería [m<sup>2</sup>]

Otras obras:

- Movimiento de tierra masivo: [m<sup>3</sup>]
- Excavaciones manuales [m<sup>3</sup>]
- Hormigón [m<sup>3</sup>]
- Rellenos compactados [m<sup>3</sup>]
- Gravilla [m<sup>2</sup>]
- Montaje [hh]
- Cercos eléctricos [ml]
- Cercos perimetrales de seguridad [ml]
- Acero para estructuras livianas, instalado [kg]
- Transporte terrestre [t.km]
- Instalación de faena y limpieza final (Gl.)

### **Fletes**

Los fletes se determinarán para cada obra considerando las distancias a los puertos correspondientes según la localización de cada una.

### **Ajuste de protecciones**

Para el cálculo de la mano de obra de ajuste de las protecciones de línea se considerará un monto global que tenga en cuenta los estudios de coordinación y determinación de parámetros conjuntos de las protecciones principal y de respaldo.

### **Costos de ingeniería**

La determinación del costo de la ingeniería, tanto básica como de detalle, se basará en la información disponible de licitaciones y construcción de instalaciones similares de los últimos años o en antecedentes estadísticos nacionales e internacionales obtenidos por medio de encuestas a empresas especializadas en proyectos de esta naturaleza.

El análisis de los costos de ingeniería se realizará considerando separadamente los de ingeniería básica y confección de pliegos de llamado a licitación para la construcción de la obra, efectuados por el propietario, y los de ingeniería de detalle de los Contratistas.

Estos costos se determinarán para proyectos típicos como un monto base por proyecto más un monto por tipo de instalación según su tipo.

A continuación se señalan los elementos específicos a considerar en el cálculo de los costos de ingeniería:

a) Líneas

- Ingeniería básica: incluye el desarrollo de los planos básicos de la línea, tales como los de siluetas de estructuras, cálculos básicos, mecánica de suelos y medición de resistividad del terreno, especificaciones de las obras y documentos de licitación.
- Ingeniería básica variable dependiente de la longitud: incluye topografía básica con GPS y localización preliminar de estructuras.
- Ingeniería de detalle base de la línea: incluye detalles tales como cálculo y diseño de las estructuras.
- Ingeniería de detalle por unidad de longitud de la línea: incluye la topografía, la localización de estructuras, el listado de estructuras y la tabla de tensado.

b) Subestaciones

- Ingeniería básica: incluye el desarrollo de los planos básicos de las instalaciones, especificaciones de los equipos y obras y documentos de licitación.
- Ingeniería de detalle base de las instalaciones: incluye planos eléctricos y civiles generales, tales como disposición general, diagramas unilineales, servicios auxiliares, salas de comando, cercos y circulación, mecánica de suelos y resistividad del terreno.
- Ingeniería específica para paños de línea, de seccionador o acoplador y de transformador: incluye el trabajo de ingeniería específico para un paño.

Los primeros dos ítems se aplican por patio o nivel de tensión y último por paño.

### **Costo financiero**

Los intereses durante la construcción representan el costo financiero del capital utilizado durante el período de construcción de una obra, desde el inicio hasta su fecha de puesta en servicio, y se determinan considerando el costo de la deuda adquirida por quien construye la obra asumiendo que al término del período de construcción es entregada “llave en mano” a sus dueños.

Dado que en condiciones de mercado las empresas constructoras participan en un proceso de licitación competitiva, la tasa aplicable debe ser aquella que refleje el costo alternativo de capital presente en el mercado financiero durante dicho período.

Para determinar la tasa de aplicable al cálculo de intereses durante la construcción se realizarán consultas a instituciones financieras y a contratistas de obras de transmisión.

Para determinar los costos financieros asociados a cada tramo se elaborarán cronogramas de desembolsos (flujos de pago) de la inversión durante el período de desarrollo de cada proyecto, según se explica más adelante para cada tipo de obra, los que se actualizarán a la fecha de puesta en servicio de cada uno aplicando la tasa antes indicada.

Para todas las obras se considerará que el Contratista programa su logística de manera tal que, teniendo en cuenta los plazos de entrega de los materiales y las fechas de su necesaria disponibilidad en obra, se optimice el flujo de fondos minimizando los costos financieros.

Se tendrán en cuenta además para la elaboración de los flujos de fondos las modalidades habituales de pago para adquisiciones internacionales de equipamiento (anticipos con la orden de compra, plazos de pago a partir de la fecha de aprobación de las facturas, etc.).

a) Líneas

Se analizará el plazo de ejecución de las líneas mayores y menores considerando la experiencia nacional e internacional existente, incluyendo el proceso de ingeniería básica y de redacción de pliegos de licitación, contratación de la obra, ejecución de la ingeniería de detalle y realización de las obras.

b) Subestaciones

Los plazos a considerar para obras de 500 kV se tomarán de antecedentes de obras reales adaptadas a la realidad nacional, respaldados, por ejemplo, por el proyecto de Ampliación Polpaico 500 kV.

Para tensiones menores el plazo tendrá en cuenta la mayor disponibilidad de equipos y por consiguiente su menor plazo de entrega.

### **Prorrateo del costo de las instalaciones de uso compartido**

En base al estudio del sistema como una unidad se determinarán los límites entre tramos y se identificarán sus propietarios u operadores.

En la misma forma se identificarán las instalaciones de uso compartido, sea entre tramos, sea con los sistemas de transmisión no incluidos en el sistema troncal.

Estas instalaciones compartidas serán valorizadas y su V.I. prorrateado entre tramos según se indica a continuación:

- a. Las instalaciones comunes de subestación serán prorrateadas entre los patios en función de la relación entre el volumen de energía manejado por éstos y volumen de energía total manejado por la subestación. Los volúmenes de energía señalados serán los registrados por el CDEC respectivo para el período de 12 meses anterior a la comunicación de las bases definitivas del Estudio a las que se refiere el Reglamento del Estudio de Transmisión Troncal.

- b. Las instalaciones comunes de patio serán prorrateadas de manera proporcional al número de paños del mismo.
- c. Los sistemas de control de uso compartido se prorratearán a cada paño de subestación que necesariamente haga uso de estos sistemas.
- d. Para el prorrateo de los equipos de compensación de reactivo se determinará si corresponde su asignación a un tramo o a una región.

Para determinar la manera de asignar los CER, en particular, se identificarán los tramos que son beneficiados por la existencia de cada uno y en el caso que su beneficio o aporte exceda a un tramo se determinará la forma de prorratear su costo entre los tramos beneficiados. Ambos temas se resolverán a través de estudios eléctricos para condiciones de transmisiones máxima y mínima, determinándose en ellos los tramos a que se asignará cada CER y el parámetro relevante para asignarlo a cada tramo.

- e. Finalmente se detallarán los sistemas de comunicaciones utilizados para los siguientes servicios:
  - Telefonía
  - Telecomando de instalaciones remotas
  - Otros servicios

Que se prorratearán con el mismo criterio especificado en c.

Para aquellos tramos conformados por instalaciones pertenecientes a distintos propietarios, sean éstos equipos mayores o instalaciones comunes, los VATT de las instalaciones que componen el tramo se especificarán en forma separada.

De igual forma, en el caso de instalaciones que constituyen límites del sistema troncal en estudio, se aislarán y valorarán separadamente los componentes de estas instalaciones que, conforme las normas aplicables, se consideran topológicamente pertenecientes al sistema troncal en estudio.

Las componentes de instalaciones que se consideran de uso común entre el sistema troncal y otros segmentos del sistema de transmisión se asignarán al sistema troncal en la parte que corresponda conforme los criterios aquí señalados.

En particular, en caso que un tramo troncal identificado comparta estructuras con líneas no troncales se asignará al tramo troncal solamente la fracción de inversiones y de COMA que le pertenezca.

En general, dentro de estas instalaciones de uso común se analizarán al menos las siguientes:

- Servicios auxiliares.
- Bancos de baterías.
- Generadores de emergencia
- Sistemas de comunicaciones
- Sistemas de adquisición de datos

- Edificaciones para equipos de control

### 3.2 VALOR DE SERVIDUMBRES Y TERRENOS

Conforme lo establecido en las bases del estudio respecto de los derechos relacionados con el uso de suelo, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas por instalaciones habilitadas con posterioridad al 13 de marzo de 2004, se considerará para efectos de incluirlos en el V.I. respectivo el valor efectivamente pagado, indexado al 31 de diciembre de 2009 de acuerdo a la variación que haya experimentado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) conforme la fecha en la cual este pago se encuentre acreditado por el propietario del tramo en estudio.

Como valor efectivamente pagado para el establecimiento de las servidumbres de las instalaciones existentes al 13 de marzo de 2004 se considerará el valor que por este concepto se encuentre incorporado en la valorización de las instalaciones empleadas por las Direcciones de Peajes de los CDEC-SIC y CDEC-SING en sus informes vigentes al 6 de mayo de 2002. Estos valores serán indexados al 31 de diciembre de 2009 de acuerdo a la variación que haya experimentado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) conforme la fecha a la cual dichos valores se encuentran expresados en los informes referidos. Este mismo criterio se aplicará al valor de uso de los terrenos de las subestaciones, el cual se considerará igual al valor de los terrenos que se consigna en los informes de las Direcciones de Peajes.

Para las instalaciones cuyas servidumbres se hayan constituido, o los terrenos que se hayan adquirido entre el 6 de mayo de 2002 y el 13 de marzo de 2004 sus respectivos propietarios deberán informar el valor efectivamente pagado, el que será indexado al 31 de diciembre de 2009 de acuerdo a la variación que haya experimentado el Índice de Precios al Consumidor (IPC) conforme la fecha en la cual este pago se encuentre acreditado por el propietario del tramo en estudio.

### 3.3 CÁLCULO DEL AVI

Para determinar el AVI de las instalaciones se utilizará la siguiente expresión matemática:

$$A.V.I._i = a_i \cdot V.I._i$$

$$\text{Con } a_i = 1 / [(1/r) \cdot (1 - 1/(1+r)^{t_i})]$$

donde:

V.I.<sub>i</sub>: Valor de inversión del componente “i” del tramo (US\$).

A.V.I.<sub>i</sub>: Anualidad del valor de inversión del componente “i” del tramo (US\$/año).

a<sub>i</sub>: Factor de recuperación de capital determinado con tasa de descuento igual a 10% real anual y vida útil igual a “t<sub>i</sub>” del componente “i” del tramo.

$t_i$ : Vida útil del componente “i” del tramo (años). El valor a considerar será el especificado más adelante.

r: Tasa de descuento, igual al 10% real anual.

De esta forma, sin considerar el costo de las servidumbres, el A.V.I. del tramo resulta igual a:

$$\text{A.V.I. instalaciones del tramo (sin costo de servidumbres)} = \sum \text{A.V.I.}_i, [\text{US\$/año}]$$

Para cada tramo y para cada componente de instalaciones del tramo, las vidas útiles económicas a considerar en el Estudio serán las siguientes:

- a) Líneas Aéreas: 50 años;
- b) Equipos Primarios: 40 años;
- c) Transformadores: 40 años;
- d) Reactores: 40 años;
- e) Equipos de Compensación Reactiva: 40 años; y
- f) Protecciones Electromecánicas y Electrónicas: 30 años.
- g) Sistemas de Telecomunicaciones y Protecciones Digitales: 15 años.

En relación con la Vida Útil Económica de los equipos señalados en las letras a) hasta la f), ambas incluidas, el Consultor ha tomado las cifras en años establecida por el Panel de Expertos en su dictamen N° 1/207 y en el punto B1 de las Bases de este Estudio.

Para los Sistemas de Telecomunicaciones y Protecciones Digitales, el consultor determinará la vida útil económica de los componentes asociados a cada tramo o a grupos de tramos, considerando, entre otros factores, las características técnicas de cada componente y teniendo presente la antigüedad de los elementos discretos en servicio. La cifra de 15 años es el resultado de conservar la vida útil económica utilizada en el ETT realizado el año 2006 para las protecciones digitales, valor que deberá considerarse en forma preliminar y en carácter informativo. La vida útil se especificará medida en años y, en el caso de encontrarse periodos distintos para los componentes señalados en la letra g), la determinación se hará para cada componente o para grupos de similares características. El consultor justificará plenamente sus análisis y recomendaciones, las que quedarán establecidas en el Informe N° 2.

Al valor anterior del AVI de instalaciones se sumará el AVI de las servidumbres asociadas a cada componente del tramo, para cuyo cálculo se considerará un plazo de amortización infinito.

El A.V.I. del tramo será expresado en dólares americanos a diciembre de 2009, considerando el valor promedio del dólar observado en ese mes.

## **4 DETERMINACIÓN DEL COMA DE LOS SISTEMAS TRONCALES**

### **4.1 METODOLOGÍA Y CRITERIOS**

#### **4.1.1 Procedimiento General para el cálculo del Coma**

El Sistema de Transmisión Troncal, materia de este Estudio, está compuesto de líneas y subestaciones que pertenecen a diferentes empresas cuyo Giro Exclusivo es la transmisión de Energía Eléctrica. El Consultor debe determinar el Valor Anual por Transmisión por Tramos (VATT), en el SING y en el SIC, a las empresas TRANSELEC NORTE, COMPAÑÍA DE TRANSMISIÓN DEL NORTE CHICO (CTNC), otras empresas propietarias de tramos troncales y TRANSELEC S.A. Siendo esta última la empresa dueña de la totalidad de las subestaciones troncales en el SIC y del orden del 95% de las líneas de Transmisión Troncales, según la calificación que dichas instalaciones tienen a la fecha de inicio del presente estudio, el Consultor la identifica como una empresa dentro de la cual se encuentran todas las funciones y actividades que se deben ejecutar para desarrollar el giro de transmisión eléctrica.

El Consultor utilizará las economías de escala en el contexto de lo que definen las bases del estudio, que ordenan considerar las economías derivadas de gestionar el conjunto de tramos que conforman los sistemas troncales bajo estudio.

Por estas razones, para determinar los costos anuales de operación y mantenimiento, en este estudio se procederá a modelar una empresa organizada para administrar, operar y mantener eficientemente la totalidad de los tramos troncales de los sistemas eléctricos existentes en el SING y SIC, y se tendrá como empresa trasmisora de referencia a TRANSELEC S.A. En el caso del SING el COMA correspondiente a los tramos troncales, se determinará, para cada tramo, considerando una CTT modelo adaptada a las necesidades de los tramos que se requiera gestionar en ese sistema eléctrico.

Esta empresa que se denominará arbitrariamente como Compañía de Transmisión Troncal (CTT), tendrá como objeto realizar la Operación (explotación) Comercial de todos los tramos que se definan como Troncales dentro del alcance de este estudio.

El dimensionamiento de una empresa como la CTT se hará analizando paralelamente la organización de la empresa TRANSELEC, identificando sus procesos, actividades, tareas y recursos que utiliza actualmente para desarrollar su misión como empresa de transmisión de electricidad.

Este análisis obligará al consultor a investigar todos estos ítems, poniendo especial énfasis en los recursos utilizados, sean propios o de terceros.

Este mismo análisis se procurará realizar al interior de las empresas TRANSELEC NORTE (SING) y CTNC (SIC) con el objeto de encontrar el Costo Mínimo (o eficiente) para la explotación comercial de los tramos correspondientes a esta empresas.

El Consultor justificará los criterios aplicados producto de su experiencia en el sector eléctrico nacional e internacional.

El COMA de la CTT se calculará como la suma de los costos de Personal, infraestructura, materiales y otros gastos que enfrenta una empresa que realiza la gestión de transmisión troncal de electricidad.

En la determinación del COMA se tomará en cuenta la diversidad geográfica y la longitud del sistema eléctrico. Es así que al visitar las instalaciones el Consultor tomará conocimiento de las diferentes sedes que requieren las actividades de operación, mantenimiento y administración.

Entre los procesos que reflejan la diversidad geográfica, en la identificación de los procesos y sus actividades, se considera a título de ejemplo, el lavado de aislamiento en la zona centro norte y norte, así como los tramos afectados por la contaminación salina e industrial.

Como otra singularidad en el mantenimiento de las líneas de transmisión se incorporará el roce de la faja de servidumbre y podas. De igual forma se respetará lo dispuesto en la norma chilena NSEG 5, siempre y cuando los propietarios de líneas del Sistema de Transmisión Troncal comuniquen esta situación al Consultor.

Las campañas de difusión pública de los riesgos que representa acercarse a las redes de alta tensión, se incorporarán dentro de las materias a coordinar por la entidad de relaciones públicas de la empresa.

En los subcapítulos siguientes se desarrolla la metodología y se describen los criterios para la obtención del COMA, organizándolo en las etapas que se indica:

- a) Dimensionamiento del personal de la CTT, de manera separada para cada una de las actividades que conforman el COMA: Operación, Mantenimiento y Administración, formando parte del mantenimiento y la administración, las labores relacionadas con Responsabilidad Social de Empresarial de la CTT.
- b) Determinación de las remuneraciones y de los costos unitarios necesarios para valorizar el personal.
- c) Determinación de los recursos en infraestructura, equipos e insumos que requiere esta compañía, separadamente cuando corresponda, en las actividades básicas del COMA.
- d) Determinación de los costos asignados a infraestructura, equipos e insumos.
- e) Valorización del COMA de la CTT.

#### **4.1.2 Dimensionamiento del Personal de la Organización**

Esta parte del trabajo consiste en el dimensionamiento de la planta de personal de la CTT necesaria para dar cumplimiento a todas las necesidades tanto operativas como administrativas y directivas.

En este trabajo el Consultor identificará por separado aquellos procesos propios de la operación del sistema y de la planificación de inversiones, que en el caso de la transmisión troncal son total o parcialmente desarrollados por otras entidades como el CDEC o el propio regulador. La inclusión de las distintas unidades de la empresa, dimensionadas teniendo en cuenta dicha identificación de procesos, será establecida justificadamente en el estudio.

El dimensionamiento de la planta de personal de la CTT se hace considerando separadamente las distintas unidades operativas de la empresa, y aplicando a cada cual un procedimiento específico. Es así como el personal de operación y mantenimiento se dimensiona a partir de los requerimientos dados por las necesidades de operar y mantener las instalaciones eléctricas, mientras que el personal de las unidades centralizadas especiales de empresas de transmisión, tales como Regulación Comercial, Desarrollo, Análisis de sistemas, control de la operación y Control de activos se dimensiona en atención a las necesidades funcionales específicas. Finalmente, el dimensionamiento de la planta administrativa y directiva se establece en función de la CTT resultante.

Por otra parte, inicialmente se hace un dimensionamiento básico de la CTT que es independiente de que el personal sea propio o contratistas. Una vez completado el modelamiento básico, se modela la tercerización de servicios, reduciendo la planta básica en una fracción que representa la parte del trabajo que es posible contratar con empresas externas a la CTT. En otras palabras, se tendrá presente analizar la ejecución de trabajos de operación, mantenimiento y administración por medio de contratos con empresas externas, lo cual producirá efectos en el dimensionamiento del personal de la CTT.

Las funciones tercerizadas son establecidas tomando en cuenta la oferta de servicios a lo largo del sistema eléctrico, y sólo en los casos en que exista clara conveniencia de tercerizar, lo que será justificado por el Consultor. Para ello el Consultor analizará la operación y el mantenimiento del sistema troncal, y estudiará las actividades que pudieran ser entregadas a contratistas. La o las empresas contratistas se calificarán en función de su competencia técnica para ejecutar las tareas.

De forma consistente se incorporará a las funciones de la CTT la estructura necesaria para la supervisión y el control de los trabajos ejecutados por terceros.

Es importante destacar que la economía de la tercerización proviene del hecho que los niveles de remuneraciones y de costos unitarios de insumos en estas empresas de menor tamaño son inferiores a los de la CTT, para personal e insumos equivalentes. Lo anterior se fundamenta en el hecho que las encuestas de remuneraciones que hacen las consultoras especializadas, muestran que existe una fuerte correlación entre el tamaño de la empresa (medido en ventas) y las remuneraciones pagadas al personal, siendo estas más altas en empresas con mayores ventas. Asimismo, respecto de la

infraestructura administrativa, el Consultor se basa en el hecho que las oficinas generales de las empresas contratistas suelen ubicarse en zonas distintas dentro de la misma ciudad o en ciudades diferentes a las sedes matrices y sucursales de las empresas troncales como la transmisora de referencia. Esto también hace que el costo unitario de esta infraestructura sea menor en las contratistas. Los servicios que se contraten con empresas externas serán todos aquellos que se identifiquen con sus procesos y actividades dentro del desglose que se hace en los puntos siguientes. Entre otros se ahondará en el tratamiento del Mantenimiento, la Vigilancia y la Informática, actividades todas hechas con recursos externos, siempre y cuando no contravengan disposiciones legales y reglamentarias que regulen algunas de estas actividades como la Vigilancia.

A continuación se valoriza la planta de la CTT con su infraestructura asociada de acuerdo con costos unitarios de remuneraciones y de insumos (edificios, amoblado, equipamiento) obtenidos de fuentes validadas, tales como encuestas o consulta con especialistas, así como de fuentes del propio Consultor. Para la valorización de las empresas tercerizadas se utilizará la información de costos de servicios tercerizados disponible en el mercado, a través de solicitud a las empresas eléctricas que poseen instalaciones de transmisión los antecedentes de la contratación de tales servicios, y de encuestar a las empresas que los proporcionan.

En el caso de servicios tercerizados para los cuales sea imposible obtener el precio de mercado de los mismos, el Consultor evaluará la tercerización a través de la modelación de empresas tercerizadas, con una metodología similar a la usada para la modelación de la CTT, lo que se explica más adelante en el informe.

#### **4.1.2.1 Operación y Mantenimiento de Líneas y Subestaciones**

##### **4.1.2.1.1 Determinación del personal para la Operación**

El dimensionamiento del personal para la operación del conjunto de tramos en estudio consulta lo siguiente:

- Para analizar las necesidades de personal para la Operación Técnica del Sistema de Transmisión Troncal se tendrán presente todos los tramos que en definitiva conformen este sistema y su distribución territorial.
- Con este catastro y su dispersión territorial se agruparán los tramos según su ubicación física limitando su alcance según la cantidad de paños y kilómetros de líneas, tanto de 220 como 500kV. En esta agrupación se tendrá presente el número y ubicación de cada uno de los paños de transformación determinados en este estudio.
- En cada subestación troncal se identificarán las maniobras que deben ser ejecutadas por personal en el sitio y cuáles pueden ser hechas a distancia, por medio de control asistido por telemando centralizado en un Centro de Control Regional o Centro de Control Común para cada uno de los Sistemas Troncales.

- Especial atención se tendrá en los Planes y Programas asignados a cada subestación como parte de su trabajo conjunto o separado del sistema según sean las contingencias del servicio.
- Todo lo anterior permitirá determinar la formación profesional que cada operador debiera poseer, sus calificaciones y desarrollo dentro de su actividad.
- En esta fase del estudio, el Consultor requiere revisar los Planes de Recuperación de Servicio vigentes en el Sistema Troncal y su relación o aplicación conjunta con otros sistemas derivados del troncal como son los sistemas adicionales y los sistemas de subtransmisión. En este mismo orden se ubica el análisis de los procesos de conexión y retiro de servicio de líneas y paños, proceso de solicitudes de desconexión internas o entre empresas que comparten la misma barra o barras supervisadas por un mismo centro de control y otros procesos cuya autorización requiere de un conocimiento acabado y una supervisión adecuada.
- Para realizar este capítulo del estudio, el Consultor ha preparado una serie de consultas y ha solicitado información a las empresas de transmisión troncales que le permitan conocer con una visión de la empresa, su organización para desarrollar esta actividad.
- En forma paralela, el Consultor ha programado visitas a algunas subestaciones troncales, centros de control existentes y la unidad de control centralizada que la empresa de referencia posee para la supervisión y control general. En estas inspecciones espera conocer en detalle parte de estas actividades y procesos, su complejidad y ámbito de aplicación.
- Para finalizar este análisis y establecer la modelación necesaria, el Consultor hará uso de su experiencia en la operación de tramos de sistemas eléctricos de similar complejidad a los sistemas en estudio.
- El Consultor al concluir este análisis, fundamentará sus conclusiones y expondrá en forma explícita cuáles son las diferencias que puedan existir entre la operación que efectúa la empresa de referencia y el modelo desarrollado.
- Finalmente, el Consultor describirá cómo la organización propuesta y valorizada, permite que la CTT pueda cumplir las estipulaciones contenidas en la Norma de Seguridad y Calidad de Servicio.
- A continuación, desarrollando lo descrito anteriormente, se explica el procedimiento de dimensionamiento del personal directo, para los distintos niveles operativos en que se organiza la CTT.

### **Dimensionamiento a nivel de Operación Centralizada**

En el nivel central, se considerará un Centro de Operación Central (COC) ubicado en la sede central de la CTT que dirigirá y supervisará la operación del sistema troncal actuando a través de los centros zonales y eventualmente las subestaciones troncales.

El personal de este centro de operación se dimensionará de manera de que pueda operar en forma continua (24 horas diarias).

### **Dimensionamiento a nivel de Centros Zonales**

Se considerarán y dimensionarán centros de operación zonales (COZ), dependientes del COC, que permitan agrupar la operación de las subestaciones troncales a lo largo del sistema troncal. El Consultor estudiará el régimen de operación a que estarán afectos estos centros (operación parcial o continua), teniendo presente en todo momento los conceptos de calidad y seguridad de servicio. Teniendo presente que no nos referimos única y exclusivamente a los COZ sino también a las SS/EE que de ellos depende y en éstas las hay con operación parcial y operación continua, en el estudio se separarán los diferentes regímenes de operación necesarios para cumplir las normas sobre calidad y seguridad de servicio.

Lo anterior en estricto apego al cumplimiento de la Norma Técnica que define Seguridad de Servicio como la capacidad de respuesta de un sistema eléctrico para soportar contingencias y minimizar las pérdidas de consumo, por medio de respaldos y servicios complementarios. A su vez, la misma norma señala como Calidad de Servicio al atributo del sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad del suministro y la calidad del servicio comercial, entregados a los distintos usuarios y clientes.

Como en estos conceptos está incluido el personal que cumple las normas y procedimientos, anteriormente se ha dicho que el Consultor analizará la distribución geográfica de los centros de operación y explicitará sus conclusiones. En consecuencia, se estudiarán todas y cada una de las Salas de Control, los Centro de Operación Descentralizados y el Centro de Transmisión Central, todas dependencias existentes en el sistema en operación.

Al dimensionar las necesidades de personal, se tendrá en cuenta el cumplimiento de la ley laboral (Código del Trabajo), por lo tanto, el Consultor tendrá presente todas las disposiciones de esta norma legal, especialmente lo relacionado con la jornada de trabajo y el descanso del personal sujeto a regímenes de turnos.

### **Dimensionamiento del personal de Subestaciones Atendidas en forma permanente**

El Consultor identificará las subestaciones troncales que, por razones que fundamentará, requieran ser atendidas en forma permanente con presencia de personal de operación y las dimensionará en consecuencia.

### **Dimensionamiento del personal de Subestaciones Atendidas en forma parcial**

El Consultor identificará las subestaciones troncales que, por razones que fundamentará, requieran ser atendidas en forma parcial, con personal propio o de terceros y las dimensionará en consecuencia.

### **Dimensionamiento del personal para la supervigilancia de Subestaciones No Atendidas**

Para las subestaciones troncales que queden como No Atendidas el Consultor analizará y, según sus conclusiones, valorizará un sistema de supervigilancia complementario al control a distancia.

Para determinar las tareas que se deben realizar en los diferentes centros de operación, el Consultor tendrá presente la información y terminología que utilizan las empresas.

El término Supervigilancia se refiere a la supervisión que incluye la inspección que se efectúa a requerimiento en instalaciones no atendidas con personal.

### **Dimensionamiento del personal de supervisión central de los procesos y actividades de operación**

El Consultor dimensionará una unidad de operaciones que, en el nivel central, tenga a su cargo, entre otras, la supervisión central de los procesos y actividades de la Operación, la Capacitación del Personal de operaciones, la Planificación de la Operación, el Estudio de Procesos y Maniobras para el retiro y reconexión de instalaciones troncales y la Investigación de Anormalidades, sean éstas errores humanos o fallas de equipos o instrucciones externas inadecuadas. En el estudio se identificará la totalidad de las funciones de esta unidad de operación.

En el desarrollo del estudio se propondrá una organización para esta unidad central y la delegación de actividades en las sedes regionales.

En este análisis, adicionalmente se incluirán todas las actividades que justifiquen la necesidad de tener una unidad de estudio de sistemas eléctricos, en el contexto que la autoridad tiene esta responsabilidad de acuerdo con las normas, cuidando de no

duplicar trabajos efectuados por el Consultor de los estudios de transmisión troncal o por los CDEC como parte de la actualización anual de esos estudios.

Las actividades de esta o estas unidades centralizadas quedarán a la vista en el Informe 2.

#### **4.1.2.2 Dimensionamiento del personal para el Mantenimiento de Líneas y Subestaciones**

El dimensionamiento del personal de las unidades para el mantenimiento de líneas y subestaciones se efectuará considerando que éste se realiza en instalaciones en operación normal y por consiguiente, con un plan concreto de mantenimiento para cada equipo y línea, respectivamente. Lo anterior es equivalente a un equipo o instalación al cual se le ha aplicado el Plan de Mantenimiento con la rigurosidad propia de un servicio de esta categoría. Para simular esta situación, el Consultor solicitará los programas realmente aplicados a los equipos de S/E troncales y líneas conectadas a estos paños.

Este dimensionamiento considera las siguientes actividades:

En una primera etapa, se analizará la información proporcionada por las empresas y se identificarán los procesos y actividades establecidos para los mantenimientos anuales y plurianuales. En el análisis se considerarán los factores técnicos y de medio ambiente que influyen en un mayor o menor número de ejecución de las actividades. En este análisis el Consultor eliminará las actividades consideradas innecesarias, reducirá aquellas excesivas y agregará aquellas que considere faltantes para el mantenimiento del conjunto de tramos troncales, fundamentando debidamente estos ajustes. Como resultado de este análisis el Consultor obtendrá los programas eficientes de mantenimiento, con identificación con los siguientes niveles:

- **Mantenimiento Preventivo**
  - El servicio de mantenimiento preventivo comprende la ejecución de las actividades básicas de mantenimiento que se realizan de acuerdo con un programa anual, para las siguientes instalaciones y equipos:
    - **Mantenimiento preventivo de equipos primarios:** a efectuarse en las SS/EE Troncales, comprende el mantenimiento preventivo a los paños de conexión de circuitos troncales. Se incluyen los equipos del acoplamiento del enlace OPLAT (trampas de ondas y condensador de acoplamiento), cuando corresponda.
    - **Mantenimiento Operacional**  
Como parte del Mantenimiento Preventivo de equipos primarios, se realiza una inspección de los equipos con el propósito de detectar, en forma temprana, posibles síntomas de anormalidades.
    - **Mantenimiento preventivo de sistemas de control:** comprende el mantenimiento preventivo a las protecciones, a los sistemas de medidas y al control de los paños de conexión de cada circuito troncal en las SS/EE terminales de cada tramo.

- Mantenimiento preventivo de telecomunicaciones: comprende el mantenimiento preventivo a los equipos de teleprotecciones con sus respectivos soportes de telecomunicaciones, además, cuando corresponda, de los equipos de telecomunicaciones para el soporte de los datos Scada y voz operacional asociados con el control de los paños de conexión en las SS/EE troncales. Esto es, los equipos de sobre Onda Portadora sobre las líneas de alta tensión (OPLAT) en cada circuitos, incluidos los filtros de acoplamiento y los multiplexores (MUX) instalados en las Salas de Telecomunicaciones del propietario de cada S/E Troncal y Casetas de Control correspondiente a cada paño.
  - Mantenimiento preventivo de servicios auxiliares: comprende el mantenimiento preventivo a las redes y circuitos de servicios auxiliares en corriente continua y en corriente alterna en las SS/EE terminales de cada tramo.
  - Mantenimiento preventivo de las Líneas: comprende el mantenimiento preventivo e inspecciones de diagnóstico de cada circuito correspondiente a las líneas troncales.
- Mantenimiento Correctivo Programado
    - El Mantenimiento Correctivo Programado corresponde, como el término lo indica, a la ejecución programada de las acciones necesarias para corregir las anomalías detectadas en las instalaciones que no involucran indisponibilidades inmediatas de esas instalaciones. Su fuente de información es el resultado del mantenimiento operacional y del mantenimiento preventivo. Incluye las reparaciones y, si procede, el reemplazo de elementos defectuosos.
  - Mantenimiento correctivo no programado y Fallas
    - Comprende las acciones necesarias para recuperar la condición de disponibilidad normal de las instalaciones, cuando ésta se ha perdido producto de una falla o por una anomalía con alta potencialidad de provocar falla.
    - El Consultor analizará las disposiciones que se aplican en caso de falla o anomalía grave. Ante la ocurrencia de una falla o anomalía importante, se deben iniciar las acciones para dar los avisos y atender la falla de inmediato. El plazo estará condicionado a las características del entorno, la magnitud de la falla y la disponibilidad de recursos materiales.

Como segunda etapa, el Consultor realizará un análisis de los recursos humanos y rendimientos, definiendo los que resulten eficientes para los efectos de obtener un dimensionamiento del personal de mantenimiento directo y de supervisión directa.

Por otra parte, teniendo presente las condiciones de calidad y seguridad de servicio, se tendrá especial cuidado en el estudio de aquellas acciones propias del mantenimiento

preventivo y mantenimiento correctivo programado con el objeto de determinar cuáles deben ser realizadas en horas inhábiles. Ello permitirá ponderar el sobre costo que estos trabajos originan.

### **Dimensionamiento de la unidad técnica especialista para la planificación y control centralizado del mantenimiento**

Dentro de la estructura de costos del mantenimiento en general y en atención a las diferentes facetas que esta actividad posee, el Consultor estructurará una unidad técnica que supervise y coordine los procesos y actividades descentralizadas. Esta unidad realiza estudios altamente especializados, que son la base técnica de los trabajos que requiere el mantenimiento de los equipos e instalaciones electromecánicas del sistema troncal de transmisión.

Entre los procesos y actividades que se desarrollan al interior de esta unidad centralizada están la Planificación del Mantenimiento, la Supervisión Técnica de los trabajos y el Control de ellos. Por otra parte, la unidad es responsable de la Capacitación y el Desarrollo del personal destinado al Mantenimiento y de la Calificación Técnica del personal de Contratistas que se utilice para realizar algunos procesos y actividades externalizadas. Esta unidad centralizada debe aprobar la programación de ciertos trabajos que por su complejidad aumentan el riesgo a la estabilidad del sistema debido a las restricciones operativas a que dan lugar. Extraordinariamente dispone que sus especialistas se incorporen en la ejecución de algún proceso o actividad de mantenimiento.

En esta unidad técnica especializada se concentra el apoyo de su especialidad en las diferentes instancias que el funcionamiento de una empresa troncal participa.

### **Dimensionamiento de las unidades descentralizadas para el mantenimiento de las instalaciones**

Teniendo presente que el sistema troncal presenta una amplia cobertura geográfica dentro del país, y con el fin de lograr una gestión eficiente y oportuna de esta infraestructura, los procesos y actividades de mantenimiento se deberán descentralizar en lo que a ejecución en terreno se refiere. De esta forma, si esta descentralización lo requiere, en las sedes regionales que se recomienden deberá existir la suficiente dotación de personal (junto con los recursos e infraestructura asociados) requerida para la gestión de mantenimiento.

Esta definición da lugar a una distribución en sedes dispuestas a lo largo del sistema de transmisión, y en puntos seleccionados de acuerdo a la cantidad de instalaciones, facilidades de acceso y distancias a recorrer. En este estudio, el Consultor determinará los recursos para cada sede en cantidad y calificación técnica.

Al definir una unidad descentralizada, se establecerá ubicación y recursos requeridos.

#### **4.1.2.3 Dimensionamiento del personal de Administración**

En esta etapa del trabajo, el Consultor dimensionará la parte del personal de la CTT dedicada a las labores administrativas regulares semejantes a las de otras empresas que operan en el país, tales como Administración Central, Recursos Humanos, Contabilidad y Finanzas, así como también las labores particulares de una empresa que realiza transmisión troncal y que no forman parte de la Operación y Mantenimiento de las instalaciones, tales como Regulación y Comercial.

#### **Dimensionamiento del personal de funciones especiales**

El Consultor dimensionará el personal necesario para realizar las siguientes funciones que son propias de la actividad de transmisión troncal, y que no corresponden a la Operación y Mantenimiento (en adelante O&M) de las líneas y subestaciones:

- Regulación
- Comercial
- Prevención de Riesgos
- Sistemas de información adecuados a la actividad de transmisión troncal
- Medio Ambiente
- Planificación, Ingeniería y Proyectos relacionadas con la ampliación de las instalaciones troncales existentes.

Se evaluará la necesidad de contar con unidades en cada una de estas funciones y se dimensionará en consecuencia. La evaluación considerará la información proporcionada por la empresa de referencia así como la opinión de actores relevantes tales como otras empresas eléctricas, CNE, SEC, CDEC y otros.

Es claro que en este estudio se tendrá cuidado de justificar si una CTT debe tener unidades en todas las áreas detalladas, como regulación y Comercial, considerando las características de un mercado regulado, así como Planificación, Ingeniería y Proyectos, considerando que en la planificación de la expansión del STT existen procesos formales con participación de diferentes entidades y apoyo de consultores.

#### **Dimensionamiento del personal directivo y administrativo (D&A)**

Este trabajo consiste en el dimensionamiento del siguiente personal:

- Directorio
- Gerencia General (gerente y secretaría ejecutiva).
- Gerencia de Explotación (gerente, secretaria y asesoría técnica)

- Gerencia de Administración y Finanzas (gerente, secretaria y Auditoría)
- Asesoría legal
- Control de Gestión
- Relaciones Públicas
- Informática
- Otros

Respecto del Directorio, el Consultor analizará y justificará su inclusión como costo en el COMA de la CTT y el número de sus integrantes. En este análisis se considerará que el Directorio de una empresa tiene como funciones tanto definir estrategias y planes para su desarrollo y crecimiento como para las políticas de administración y operación de las instalaciones existentes. En el largo plazo, la acción de un directorio en una empresa de transmisión troncal permite mantener grados de eficiencia que de alguna manera van a irse reflejando en el VATT, de ahí la necesidad de incorporar un directorio en el cálculo del COMA. Asimismo, la inclusión o no del resto de las unidades mencionadas anteriormente, y su dimensionamiento, será analizado y debidamente fundamentado en el estudio.

El diseño del personal D&A de la CTT se hará en base al estudio comparado de organizaciones de empresas chilenas semejantes a la empresa modelada. La semejanza se establecerá por materias, por ejemplo, semejanza en el aspecto tecnológico, en el aspecto comercial, en el aspecto de importancia del servicio prestado.

De preferencia se seleccionarán empresas de tamaño grande, en los rubros eléctricos, telecomunicaciones, transporte, financiero y otros, las que operan tanto en ambientes regulados como altamente competitivos.

Para la elección de este criterio el Consultor ha tenido en cuenta que, en la medida que las empresas transmisoras troncales operan en mercados competitivos, las plantas de personal y los costos de los recursos dimensionados en base a dichas referencias serán tales que la CTT operará como si estuviera inserta en un mercado competitivo, y por lo tanto lo hará a mínimo costo.

#### **4.1.2.4 Estructura de personal de la Compañía de Transmisión Troncal.**

Finalmente, el personal total de la CTT se obtendrá agregando el personal determinado en las etapas previas.

El consultor diseñará una estructura organizacional que surja del análisis de necesidades para prestar los servicios de operación, mantenimiento y administración del conjunto de tramos troncales en estudio y que darán forma a una CTT eficiente. Con el objeto de expresar los cargos de una estructura jerarquizada en el modelamiento de empresas reguladas, el Consultor podrá utilizar la denominación de los cargos que se encuentra en los sistemas de cuentas de costos de explotación establecidos por la SEC para la información que periódicamente deben entregar las empresas distribuidoras, la

cual se muestra en el Anexo N° 1. Se propone preliminarmente esta denominación de cargos por cuanto resume una organización jerarquizada que presenta condiciones adecuadas para expresar la totalidad de cargos que resultan del modelamiento de empresas de distribución eléctricas reguladas y por cuanto está validada por la autoridad en procesos de tarificación eléctrica para ese tipo de empresas.

### **4.1.3 Dimensionamiento de los Recursos Directos para Operación, Mantenimiento y Administración**

#### **4.1.3.1 Recursos para Operación**

Se dimensionará la totalidad de los recursos de infraestructura, equipamiento, materiales y de servicios requeridos para la operación de las instalaciones de la CTT, considerando la estructura y el personal definido.

Estos recursos incluyen:

- Movilización y transporte
- Sistemas SCADA y equipamiento asociado (anualidad equipos, licencias)
- Edificaciones y terrenos de operación no incluidos en el VI (anualidad)
- Operación y mantenimiento de vehículos, equipos, sistemas de telecomunicaciones, instrumentos y mobiliario asignados a la operación
- Materiales para la operación (incluye equipamiento del personal)
- Servicios de electricidad, gas, agua y telecomunicaciones
- Patentes municipales, contribuciones
- Sistemas portátiles de telecomunicaciones
- Equipos, sistemas de telecomunicaciones, instrumentos y mobiliario utilizados en la operación. Durante la valorización de las actividades relacionadas con los recursos en el área de telecomunicaciones, se considerarán todos los enlaces, en la medida que el Consultor tome un conocimiento más acabado del sistema de telecomunicaciones y sus respaldos.
- Software especializado para la simulación de la operación y análisis de fallas.
- Operación y mantenimiento de edificios y terrenos para la operación
- Recursos de vigilancia
- Seguros

Sobre la base de la información que proporcionen las empresas transmisoras troncales, el Consultor realizará un análisis crítico, empleando su experiencia y efectuando análisis comparativos con lo observado en otras empresas. Como resultado de este análisis se obtendrá las cantidades de recursos en cada uno de los rubros señalados anteriormente. El Consultor evaluará la necesidad de contar con cada recurso y tendrá presente lo informado por estas empresas a la hora de valorizar los recursos de infraestructura, equipamiento, materiales y servicios requeridos para la operación.

El Consultor considerará los niveles de calidad compatibles con los requerimientos de seguridad y calidad de servicio. Entre estos requisitos se pueden indicar lo siguiente:

- Sistemas SCADA y de comunicaciones asociados, redundantes a nivel de centros y con respaldo entre centros.
- Sistema SCADA con aplicaciones para un Centro de Operación Central del CDEC, del mismo nivel que los del Centro Nacional.
- Sistemas de telecomunicaciones de alta disponibilidad y con servicios de tipo Hot Line redundante para las comunicaciones inter Centros de la CTT y con Centro Nacional y de otras empresas.
- En el software especializado para la simulación de la operación y análisis de fallas, se debe considerar que se cuente con:
  - Herramientas convencionales de análisis de sistema (cortocircuito, flujo de potencia, estabilidad en régimen, etc).
  - Software de Simulación de Fallas
  - Modelo de Relés de Protección en Sistema Simulado
  - Software de Análisis de Oscilogramas de Relés y Registradores
  - Software de Simulación de Desempeño de la Protección
  - Herramientas de simulación de transitorios
  - Herramientas de simulación dinámica del sistema de potencia

Además, al listado de recursos se deben añadir los siguientes:

- Software especializado para la planificación y para el control post operativo.
- Sistemas de grabación de voz en cada Centro, incluyendo Sistema de Gestión Histórica.

Con respecto a los materiales, el Consultor considerará además todos los elementos menores requeridos para realizar la operación de las instalaciones (pértigas, guantes aislantes, binoculares, linternas de alto poder, etc.)

#### **4.1.3.2 Recursos para Mantenimiento**

En el análisis de los recursos para el mantenimiento el Consultor considerará los siguientes rubros:

- Equipos normales utilizados en el mantenimiento
- Equipos especiales utilizados en el mantenimiento
- Repuestos no incluidos en el VI
- Materiales (incluye equipamiento del personal)
- Movilización y transporte
- Patentes municipales, contribuciones
- Operación y mantenimiento de vehículos, equipos, sistemas de telecomunicaciones, herramientas, instrumentos y mobiliario asignados al mantenimiento
- Sistemas de telecomunicaciones asociados a los procesos y actividades de mantenimiento
- Herramientas, instrumentos y mobiliario necesarios para las actividades de mantenimiento.
- Edificaciones y terrenos utilizados en las actividades de mantenimiento no incluidos en el VI (anualidad)
- Operación y mantenimiento de las edificaciones y terrenos destinados a la actividad de mantenimiento
- Servicios básicos (electricidad, agua, gas) requeridos para la actividad de mantenimiento
- Recursos de vigilancia
- Seguros

Sobre la base de la información que proporcionen las empresas transmisoras troncales, el Consultor realizará un análisis crítico, empleando su experiencia y efectuando análisis comparativos con lo observado en otras empresas. Como resultado de este análisis se obtendrá las cantidades de recursos en cada uno de los rubros señalados anteriormente.

Para definir los activos de infraestructura necesarios y suficientes, se prestará especial consideración a las características geográficas del país, a los tiempos de indisponibilidad máximos exigidos en la ley y sus reglamentos, por ejemplo, el tiempo máximo para concurrir al lugar de una falla conforme a lo establecido en el DS 327<sup>o</sup>, en lo que corresponda ser aplicado.

Se tendrán en cuenta en este análisis los aspectos que se detallan en los puntos siguientes:

#### **4.1.3.2.1 Equipos normales destinados al Mantenimiento**

Los diferentes equipos de trabajo deben disponer de los instrumentos y equipos necesarios y apropiados para desarrollar los procesos y actividades del mantenimiento.

Además, el Consultor analizará la justificación de que la CTT disponga de maquinaria pesada, estructuras y elementos especiales para enfrentar emergencias que se puedan presentar en el sistema, y recomendará como proceder en consecuencia. Ejemplo de lo anterior son la maquinaria pesada (motoniveladoras, grúas autopropulsadas, camiones multipropósito, etc.) para trabajos pesados, específicamente para faenas en líneas. Por otra parte, de producirse una emergencia en horas inhábiles o en presencia de temporales, sismos u otros, se requerirá este tipo de equipamiento con la prontitud necesaria. Especial cuidado se tendrá en la disponibilidad de contratar servicios externos que presten estos servicios en las emergencias comentadas.

#### **4.1.3.2.2 Equipos especiales destinados al Mantenimiento**

En consideración a la variada gama de equipos de transmisión que deben ser atendidos y al desarrollo tecnológico actual, el estudio recomendará algunos elementos especializados y los instrumentos requeridos para los trabajos en las líneas de transmisión, en los equipos primarios de alta tensión en las subestaciones, en los sistemas de control, protecciones, medidas de potencia y energía, equipos de monitoreo, telecomandos y en el sistema SCADA.

En particular, se determinarán los costos del mantenimiento de sistemas de monitoreo y control automático, sistemas de telecomando, protecciones automáticas, sistemas computacionales de control y sistemas de telecomunicaciones.

Teniendo presente el costo y la frecuencia de uso se establecerá la distribución de estos equipos en las diferentes sedes.

Especial atención se dará a los sistemas fundamentales para el servicio como son los sistemas y redes propias de telecomunicaciones, imprescindibles para la operación y control de los sistemas de transmisión y para las comunicaciones por voz entre los centros de operación y los centros de despacho.

Otro rubro de equipos especiales lo constituyen aquellos necesarios para los trabajos en instalaciones energizadas, derivados de los requerimientos de calidad y seguridad de servicio. La pertinencia de estos equipos y del personal especializado que participa en estos trabajos, será evaluada considerando su mayor costo en contraste con la programación de estas actividades en horarios inhábiles.

#### **4.1.3.2.3 Repuestos y equipos redundantes**

Dentro del estudio se propondrá el manejo de los repuestos necesarios para la actividad de mantenimiento (centralizado o descentralizado). Se estudiará la situación de los repuestos existentes, determinando la cuantía requerida, su valorización y el control del inventario descentralizado incluyendo el costo de este control.

El inventario de repuestos se calculará considerando un stock de seguridad, constituido por aquellos repuestos necesarios de tener permanentemente para hacer frente a fallas de elementos, y por aquellos repuestos menores de uso frecuente. Los repuestos mayores que se utilizan en mantenimientos mayores programados no constituirán stock, pues su adquisición puede considerarse en la programación del mantenimiento.

En la eventualidad de que la lista de repuestos que entreguen las empresas transmisoras troncales incluya equipos retirados de servicio, estos serán evaluados como un todo, junto con el stock de repuestos, de manera de arribar a un stock de repuestos eficiente.

El estudio abordará la compra o adquisición de repuestos ya sea centralizada o descentralizada y evaluará la probable economía de escala que se podría producir por compras globales.

Se tendrá en cuenta las distancias que se derivan de la particular topología del sistema de transmisión chileno, y los cortos tiempos en que deben realizarse la atención de las fallas, emergencias y anomalías para poder cumplir con los tiempos de indisponibilidad exigidos en la normativa.

El Consultor analizará las diferentes opciones que permitan lograr la eficiencia requerida en la determinación del COMA.

#### **4.1.3.2.4 Mantenimiento preventivo de periodicidad Plurianual**

A partir de la información solicitada a las empresas transmisoras troncales, de la historia de los equipos se obtendrá el plan de mantenimiento vigente. Sobre esta base se estructurará un plan de mantenimiento que considerará mantenimientos anuales y plurianuales durante la vida útil de cada instalación.

#### **4.1.3.3 Recursos para administración**

En el análisis de los recursos para la administración el Consultor considerará los siguientes rubros:

- Edificios y terrenos destinados a la administración no incluidos en el VI (anualidad)
- Mobiliario y equipamiento de oficinas

- Movilización y transporte
- Informática
- Capacitación del personal de la CTT
- Servicios de electricidad, gas, agua y telecomunicaciones
- Patentes municipales, contribuciones
- Operación y mantenimiento de edificios y terrenos administrativos
- Operación y mantenimiento de vehículos y telecomunicaciones administrativos
- Recursos de vigilancia
- Seguros de instalaciones destinadas a las funciones de administración
- Cuotas de participación en el CDEC
- Financiamiento del Estudio de Transmisión Troncal, cada 4 años, además de otros ítemes como memoria anual, auditorías y otros. Entre estos otros, se incorporarán algunos ítems como los que se detallan a continuación, siempre que se concluya que corresponde incluir en los costos de administración:
  - Estudios de transmisión troncal (contraparte eficaz).
  - Participación en organizaciones del sector eléctrico: EEAG, CIGRE, CIER.
  - Memorias
  - Auditorias financieras
  - Agencias de riesgo.
  - Gastos suscripciones revistas
  - Comunicación estratégica.
  - Gastos de representación.
  - Uniformes para secretarias y personal estafeta

Sobre la base de la información que proporcionen las empresas transmisoras troncales, el Consultor realizará un análisis crítico, empleando su experiencia, efectuando análisis comparativos y efectuando consultas a especialistas de los rubros. Como resultado de este análisis se obtendrá las cantidades de recursos en cada uno de los rubros señalados anteriormente.

Para dimensionar recursos de infraestructura tales como superficie de oficinas, cantidad y tipo de amoblado y equipamiento de oficinas, comunicaciones, informática de uso personal, energía eléctrica, climatización, y otros, se usarán valores estándares obtenidos de consultas con empresas especialistas en el rubro de las organizaciones industriales, los que serán cotejados con información que dispone el Consultor, ya sea de estudios anteriores o bien de informes presentados por empresas reguladas en otros procesos tarifarios.

En relación con los recursos de vigilancia, se evaluará la necesidad de disponer de vigilantes con o sin armamento por orden de la Autoridad. El Consultor revisará los criterios aplicados al respecto como consecuencia de las disposiciones que regula Carabineros de Chile a través de la O.S. 10.

El Consultor analizará además la situación del alojamiento y servicios del personal de mantenimiento y operación e identificará las ventajas o desventajas de disponer de instalaciones propias para el alojamiento y alimentación del personal.

En relación con las Casas de Huéspedes o Casinos estudiará su actual ubicación, la distancia entre ellos y su real ocupación en relación con los servicios que ofrece el mercado.

En el caso de accidentes, estudiará con antecedentes que aporten las empresas la necesidad de disponer de ambulancia y el apoyo que se obtiene de la red pública de salud.

#### **4.1.4 Costos Unitarios**

El Consultor utilizará un estudio de valores unitarios de mercado para la totalidad de las remuneraciones para valorizar el personal, y hará un estudio de costos unitarios requeridos para valorizar los recursos de equipos, insumos, servicios e infraestructura dimensionados en las etapas anteriores.

En todo el análisis, se considerarán variables cualitativas como la externalización de riesgos asociados a la opción de arriendo (por ejemplo de vehículos), y se evaluará la conveniencia de contratar seguros y registrar el costo correspondiente. Se consultará con empresas eléctricas y de servicios para conocer las prácticas de la industria.

Dependiendo de la oferta y cantidad de información, se considera realizar al menos tres cotizaciones para cada insumo, a fin de obtener una muestra representativa del mercado. Las empresas proveedoras serán escogidas teniendo en consideración la topología del sistema de transmisión troncal.

Los costos cotizados serán anualizados de acuerdo a la vida útil de cada componente y considerando una tasa de descuento de 10% real anual. Adicionalmente, se estudiará la pertinencia de considerar costos a diciembre de 2009 versus el promedio de precios actualizados a esta fecha, de un período histórico razonable, dependiendo de la disponibilidad de información y del ítem de costo en cuestión. Se aplicarán los descuentos que es posible obtener por compras por cantidades como resultado de una eficiente gestión de compra y mantenimiento de inventarios.

A continuación se presenta el detalle de la forma en que se determinarán los valores unitarios de cada uno de los ítemes de costos.

#### 4.1.4.1 Costos de remuneraciones

El Consultor al desarrollar su estudio llegará a un ordenamiento que será respaldado según un análisis formal de evaluación de cargos, mediante una metodología que le permita distinguir los siguientes criterios:

- a) Objetivo y propósito del cargo;
- b) Responsabilidades y funciones principales;
- c) Toma de decisiones sobre manejo de recursos;
- d) Número de personas bajo su supervisión y tipo de cargos;
- e) Requisitos específicos del cargo (formación, especialización y experiencia).

Para efectos de estimar las remuneraciones asociadas a cada cargo, se realizará un proceso de homologación de cada uno de ellos, buscando el mejor ajuste entre las características de los cargos con la información disponible en las encuestas de remuneraciones de mercado. Producto de esta comparación se determinarán las rentas de mercado asociadas a cada cargo. Para ello:

- Se definirá para cada área de la empresa un mercado específico de comparación, según qué empresas pudieran constituirse en mercado atractivo para los ocupantes de los cargos de dicha área (por ej. Mercado general para cargos de las áreas de administración).
- En relación con las remuneraciones, éstas se expresarán en términos de Remuneración Total Anual Mensualizada, es decir, la suma de todos los componentes de pagos fijos y variables que la persona recibiría en un año, expresado en montos proporcionales mensuales.

El Consultor se encuentra revisando el tipo de estudios de remuneraciones que realizan empresas especializadas de reconocido prestigio. La elección del estudio considerará la cantidad de empresas de tecnología equivalente en la muestra general, tamaño y rubro de las empresas, entre otros.

El análisis de remuneraciones de mercado, sobre la base de la encuesta de remuneraciones, requiere tomar en cuenta, cuando es pertinente, el valor de otros beneficios de cargo de las empresas, que no están incluidos en la remuneración bruta que entrega la encuesta, pero que están mencionados en la propia encuesta. Cuando estos beneficios aparecen como generalizados entre las empresas encuestadas, deben ser evaluados y adicionados a la remuneración bruta para obtener el “*costo empresa*” (remuneración bruta mensual del cargo más los otros costos asociados que son de cargo de la empresa). Estos beneficios se refieren a aspectos tales como los siguientes:

- Licencias médicas
- Seguros de vida y contra accidentes
- Sistemas de salud
- Seguro de cesantía

- Alimentación
- Movilización
- Indemnización por años de servicio según establece las leyes laborales.
- Beneficios de escolaridad para los trabajadores en el entendido que corresponde incluir como costo asignable a una empresa de transmisión troncal.
- Costo Mutual de Seguridad
- Seguro de Invalidez y Sobrevivencia

Por su parte, la remuneración bruta mensual corresponderá a la suma de un sueldo base y un conjunto de beneficios adicionales donde y cuando corresponda, dentro de los que se encuentran:

- Gratificaciones
- Asignaciones (responsabilidad, zona, navidad, movilización, vacaciones, etc.)
- Otros ingresos no mensuales
- Bonos por turno y producción
- Incentivos anuales mensualizados

El Consultor determinará y fundamentará plenamente estos costos en base al estudio de remuneraciones que adquirirá para efectos de establecer finalmente el costo empresa de remuneraciones a incluir en el COMA.

Los cargos contenidos en la encuesta, que sean utilizados en la determinación de las remuneraciones de mercado para la CTT, serán clasificados según la Clasificación de Cargos que desarrollará el Consultor.

#### **4.1.4.2 Costos de materiales y herramientas de Operación y Mantenimiento**

El costeo de materiales y otros elementos necesarios para ejecutar los trabajos de mantenimiento y operación se llevará a cabo teniendo presente los valores más actualizados existentes en el mercado (Estudio de Mercado) y se aplicarán los descuentos que es posible obtener por compras por cantidades como resultado de una eficiente gestión de compra y mantenimiento de inventarios. Para los materiales se considerará la economía de escala de las compras de las empresas. Para los equipos y maquinarias se tomarán en cuenta los precios de licitaciones recientes.

#### **4.1.4.3 Costos de Infraestructura de oficinas, bodegas, talleres, terrenos**

Los costos de infraestructura de edificios (oficinas, bodegas y talleres), terrenos, se obtendrán de las siguientes fuentes de información:

- a. Consultas a corredores de propiedades.
- b. Consultas a asesores inmobiliarios
- c. Publicaciones de ofertas en revistas y diarios

Los costos de las oficinas centrales de la CTT considerarán el sector en que se localizan las oficinas centrales de empresas de tamaño similar a la empresa de referencia. El mismo procedimiento aplicará al costeo del COC y los COZ.

Se estudiarán los casos en que la opción de arriendo se considere oportuna, y se analizará su conveniencia frente a la opción de comprar. Para ello, se calcularán los costos anualizados promedio de inversión (entre todas las cotizaciones obtenidas) y se compararán con los valores de arriendo promedio anual del bien en cuestión. Los costos a considerar finalmente a efectos de incluir en el COMA, serán los que resulten económicamente más convenientes entre ambas alternativas, considerando en todo caso las especificaciones técnicas mínimas requeridas.

#### **4.1.4.4 Costos de equipamiento de oficinas y vehículos**

Los costos unitarios de los componentes que se indican a continuación serán determinados en base a cotizaciones que se solicitarán a fabricantes o proveedores. En caso que no se obtenga respuesta oportunamente, el Consultor hará uso de información de costos actualizados de estudios realizados con anterioridad y/o de informes presentados por las empresas en procesos de tarificación.

- Vehículos
- Amoblado de oficina
- Servicios básicos (electricidad, agua, gas)

#### **4.1.4.5 Costos de Ítemes especiales**

Para los elementos de costos que se indican a continuación, el Consultor efectuará consultas a empresas especializadas en proyectos en los rubros correspondientes.

- Informática
- Seguros

Para evaluar los costos de informática, el Consultor tendrá en consideración al menos los siguientes componentes de costo: compra de software, mantenimiento de licencias,

compra y mantenimiento de hardware, mantenimiento y licencias de sistemas SAP y mantenimiento de redes.

Respecto de la metodología para determinar los costos por seguros, considerará un costo por seguro en subestaciones solamente y se va a calcular un costo por autoseguros razonable. Ampliando esta definición se señala que de acuerdo a la metodología descrita en este informe, el Consultor analizará información acerca de seguros a todo riesgo que hay en el mercado chileno para líneas de alta tensión (220 y 500kV). Con esta información establecerá razonadamente montos que reflejen una cobertura de riesgos asociada a la frecuencia de siniestros según la estadística chilena disponible.

#### **4.1.5 Valorización del COMA**

##### **4.1.5.1 Procedimiento General**

El COMA se obtiene de la aplicación de los valores unitarios de remuneraciones y costos de equipos, materiales, edificaciones e insumos, a las cantidades dimensionadas. En el proceso de valorización del COMA se realizará el análisis de tercerización de actividades que se describe en el punto siguiente.

##### **4.1.5.2 Análisis de Tercerización**

###### **4.1.5.2.1 Actividades tercerizadas**

La determinación de los servicios que serán tercerizados en la CTT se hace modificando la CTT básica en el sentido de reemplazar personal propio por personal tercerizado, de acuerdo con los criterios indicados más adelante. Ello se hace restringiendo la solución a aquellas actividades que en principio son tercerizables, independientemente de que sean o no tercerizadas en la empresa de referencia. La determinación de las actividades tercerizadas se hace separadamente para cada una de las zonas en que está organizada la operación y mantenimiento de la CTT. Para ello se tomará en cuenta los siguientes aspectos:

- Se verá la oferta real de servicios tercerizados disponible para la zona respectiva.
- Se determinará la factibilidad técnica real de que las empresas puedan brindar los servicios, considerando el grado de especialización requerido,
- Finalmente, se hará un análisis estratégico en atención a la incidencia que el servicio tercerizado pueda tener en la calidad de servicio resultante. En particular se considerará el mantenimiento de los equipos de control y telecomunicaciones.

En este análisis el Consultor utilizará su experiencia y conocimiento, teniendo también en consideración la política de tercerización de la empresa de referencia, tendiente al objetivo de determinar los COMA eficientes, según lo que establece la ley y las bases.

El Consultor llega a la conclusión de la necesidad de tercerizar porque de la información recibida y las visitas a las instalaciones troncales, le dejan bastante claro que para la empresa de referencia – TRANSELEC – es totalmente posible y favorable tercerizar las actividades de mantenimiento de líneas y equipos primarios así como las Telecomunicaciones y el Control asistido por computador (SCADA y telemando). Para concluir esto, parte de la base que para tomar esta decisión la empresa ha investigado el mercado y ha llegado a la conclusión que hay empresas contratistas que cumplen con sus requerimientos de seguridad y calidad de servicio. Tomar esta decisión le ha permitido reducir su dotación que requeriría para realizar con recursos propios estos trabajos. Por esto, es posible pensar que simultáneamente ha logrado una reducción en sus gastos (costos). Por consiguiente, el Consultor asumirá que TRANSELEC ha tenido todos los antecedentes a la vista para decidir tercerizar las actividades mencionadas. El Consultor analizará si es posible tercerizar las labores de mantenimiento de los sistemas de control.

#### **4.1.5.2.2 Costos de las Actividades tercerizadas**

Como se ha mencionado, la economía por este concepto proviene del hecho que la empresa que provee el servicio tercerizado será de menor tamaño que la empresa modelo (medido en ventas), por lo que los niveles de remuneraciones que ella paga son inferiores a los de la empresa contratante (de acuerdo a la práctica de la industria). Asimismo, la empresa tercerizada presenta mayores grados de flexibilidad en sus modalidades de contratación, menores costos de administración y otros.

Por otra parte, el servicio de mantenimiento externo perteneciente a una compañía ajena a la empresa de Transmisión, tiene un menor costo global sumando todas las intervenciones de mantenimiento que se contraten en un año, debido a que cuando no hay actividades programadas por la empresa de transmisión, prestará sus servicios a otras empresas del rubro que hayan contratado sus servicios profesionales. De esta forma el costo de sus recursos se prorrata entre más acciones de mantenimiento que las requeridas por los equipos del sistema troncal. Al contrario, la empresa de transmisión troncal con personal y recursos propios tendrá que distribuir sus costos entre las acciones de mantenimiento que programe, y el resto del tiempo que quedare disponible durante el periodo anual tendrá que efectuar acciones de mantenimiento sobre otros activos, distintos del troncal, lo cual le significará distribuir sus costos en tareas de menor envergadura técnica que para las cuales está preparada.

En todo caso, el Consultor sostiene que los menores costos unitarios de contratistas no están en todos los elementos, en particular el equipamiento de seguridad de los operarios suele ser del mismo estándar en los dos tipos de empresa, y por lo tanto costar lo mismo.

Para determinar el costo de los servicios tercerizables, el Consultor utilizará la información de costos de servicios proporcionados por las empresas de servicios

tercerizados que esté disponible. Para este efecto, se solicitará antecedentes a los participantes en relación con trabajos contratados y realizados por tales empresas, así como antecedentes recabados directamente a estas. Los trabajos tercerizables, específicamente Mantenimiento de Equipos de S/E, Líneas de Transmisión y algunos procesos administrativos (transporte de operadores, aseo y jardines, auditorias, asesorías legales, entre otros), se determinarán en función de las necesidades establecidas en los planes y programas de mantenimiento, obteniéndose de ellos las tareas específicas a contratar con el proveedor, a quien se le garantizará un mínimo mensual/anual necesario para compensar parte de los tiempos muertos.

#### **4.1.6 Asignación del COMA a tramos**

Con todos los elementos anteriores, la determinación de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración del sistema de transmisión troncal se obtiene ponderando y sumando los resultados parciales.

El COMA total y el valor que corresponda a cada tramo serán establecidos en dólares norteamericanos según la tasa de cambio que se establezca para el dólar observado promedio para el mes de diciembre de 2009.

El criterio de asignación del COMA es el mismo que el aplicado a la asignación del V.I., esto es, asignación directa de los COMA correspondientes a las “instalaciones directas” del tramo, y prorrateo de los COMA de las instalaciones comunes a varios tramos con el mismo criterio de prorrateo aplicado al VI de esas instalaciones.

En la asignación de instalaciones comunes pertenecientes a diferentes propietarios en una misma subestación o patio, el Consultor diferenciará la asignación de instalaciones pertenecientes a distintos propietarios.

En el informe se explicitará con mayor detalle la metodología, la cual considera la asignación directa de los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones que componen un tramo, la asignación a varios tramos de los COMA asociados a centros de operación de carácter regional, y la asignación a todos los tramos de los COMA asociados a la estructura central de la CTT.

El COMA de la oficina central, aquel de los centros de operación central y zonales y el de las sedes de mantenimiento, serán asignados entre tramos de manera proporcional al COMA de las instalaciones directas y comunes soportado por cada uno.

## **4.2 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DEL COMA**

La estructura de Costos de Administración, Operación y Mantenimiento se presentará con al menos los siguientes ítemes para cada una de las distintas actividades:

### **4.2.1 Administración**

- Costo de personal, desglosando este costo en Personal Directivo, Personal para funciones especiales y personal administrativo propiamente tal.
- Costo de materiales.
- Costos de movilización y transporte asociados a la administración.
- Costos de capacitación, tanto de personal propio de la administración como la gestión centralizada de la capacitación del resto del personal de la CTT.
- Costos de resguardo y vigilancia de las oficinas e instalaciones destinadas a la administración.
- Costos de seguros de instalaciones destinadas a las funciones de administración.
- Impuestos (incluidas las contribuciones, patentes, etc.)
- Costos de operación y mantenimiento de vehículos, telecomunicaciones. Asimismo, los costos de operación y mantenimiento de las edificaciones y terrenos que albergan dichas instalaciones destinadas a las actividades de administración.
- Costos por sistemas de informática (servicios, equipos y espacios físicos).
- Costos de servicios básicos (luz, agua telecomunicaciones) para las actividades de administración.
- Costos de capital de los activos utilizados en actividades de administración correspondientes a vehículos, equipos, telecomunicaciones, sistemas de informática y mobiliario.
- Costos de capital o arriendo de las edificaciones y terrenos destinados a las actividades de administración.
- Costos asociados al Panel de Expertos, CDEC y otros.
- Costos de administración tercerizados (reemplazan o modifican algunos ítemes)
- Financiamiento del Estudio de Transmisión Troncal, cada 4 años, además de otros ítemes como memoria anual, auditorías y otros.

### **4.2.2 Operación**

- Costo de personal, incluye supervisores, especialistas, despachadores, operadores y personal de apoyo a los procesos de la Operación..
- Costo de materiales, incluye equipamiento del personal.
- Costos de movilización y transporte.

- Costos de resguardo y vigilancia de las líneas y subestaciones, y de las instalaciones destinadas a la operación del sistema de transmisión troncal. Especial atención se pondrá en el análisis de la vigilancia de líneas de transporte.
- Costos de seguros de equipos en subestaciones destinadas a la operación del sistema de transmisión troncal.
- Impuestos contribuciones y patentes municipales.
- Costos de operación y mantenimiento de vehículos, sistemas de telecomunicaciones propios e instrumentos necesarios para las actividades de Operación, las unidades remotas (URT), el equipamiento de los centros de despacho zonales (COZ) y del despacho de transmisión centralizado fundamentalmente Scada. Asimismo, los costos de operación y mantenimiento de las edificaciones y terrenos que albergan dichas instalaciones destinadas a las actividades de operación.
- Costos de los servicios de telecomunicaciones contratados para la transmisión de las señales de supervisión y control del sistema de transmisión.
- Costos de servicios básicos (electricidad, agua, gas).
- Costos de capital de los activos utilizados en actividades de operación correspondientes a vehículos, equipos, sistemas de telecomunicaciones, instrumentos y mobiliario.
- Costo de software especializado destinado a la simulación de la operación y el análisis de fallas.
- Costos de capital de las edificaciones y terrenos utilizados por la operación.
- Costos de operación tercerizados (reemplazan o modifican algunos ítemes)

#### **4.2.3 Mantenimiento**

- Costo de personal, incluyendo ropa de trabajo y elementos de seguridad.
- Costo de Equipos de uso habitual normalizados en las diferentes sedes.
- Costos de equipos especiales de manejo y/o control centralizado
- Costo de Materiales.
- Costos de repuestos utilizados en el mantenimiento mayor programado.
- Costos de movilización: transporte equipos y materiales y desplazamiento del personal.
- Costos de Higiene y Seguridad en el trabajo.
- Costos de seguros de instalaciones destinadas al mantenimiento.
- Costos de operación y mantenimiento de vehículos, equipos, sistemas de telecomunicaciones asociados a las actividades de mantenimiento, herramientas, grupos generadores. Costos de operación y mantenimiento de las edificaciones tales como oficinas, talleres, bodegas y los terrenos que albergan dichas instalaciones.

- Costos de capital de los activos utilizados en actividades de mantenimiento correspondientes a vehículos, maquinaria, equipos, sistemas de telecomunicaciones, mobiliario, herramientas e instrumentos.
- Repuestos y materiales inmovilizados disponibles en almacenes.
- Materiales para atender emergencias o fallas de instalaciones.
- Costos de capital, mantenimiento y resguardo de las edificaciones tales como oficinas, talleres, bodegas y los terrenos que albergan dichas instalaciones.
- Pagos de impuestos asociados a estas actividades como por permisos de circulación de vehículos asignados al mantenimiento, contribuciones territoriales y patentes requeridas para desarrollar los procesos y actividades del mantenimiento de equipos y líneas de transmisión.
- Costos de mantenimiento tercerizados (reemplazan o modifican algunos ítemes)

## **5 MODELAMIENTO DEL VATT Y ELABORACIÓN DE FÓRMULAS DE INDEXACIÓN APLICABLES AL VATT**

Para la determinación del VATT y de las fórmulas de indexación correspondientes, el consultor ha estimado conveniente construir un modelo de cálculo, dado el gran volumen de información a manejar, tanto proveniente de la determinación del VI como de la del COMA.

### **5.1 MODELAMIENTO**

El Consultor elaborará un software que integrará de forma organizada toda la información para el cálculo de los VATT por tramo y sus fórmulas de indexación. Este programa, que operará en ambiente Excel, se desarrollará a partir de la aplicación con que se hizo los cálculos en el ETT 2006, manteniéndose los componentes básicos de valorización de las unidades del sistema eléctrico (planillas de equipos primarios mayores, paños, comunes de patio y comunes de S/E), mejorando la lógica de los cálculos por tramos (prorratas de instalaciones compartidas, concatenamiento de las planillas) y complementando con las componentes que se agregan a los cálculos (VI de obras de ampliación, labores de ampliación de las mismas, etc.).

En relación a los cálculos para las instalaciones existentes, las principales características de este programa serán las siguientes:

- Calculará en forma integral los A.V.I., COMA y VATT a nivel total de cada sistema eléctrico, y a nivel de tramos troncales. Para esto realizará la prorrata de las instalaciones de uso compartido.
- Calculará los coeficientes de las fórmulas de indexación.
- Incorporará la valorización de las Obras Nuevas a través de los VATT establecidos en los decretos de adjudicación, debidamente indexados.
- Llevará a cabo la valorización de las Labores de Ampliación, según lo señalado en los párrafos 4 al 8 del punto 3.1.1 del presente informe, relativo al procedimiento general de determinación del VI.

Por otra parte, el software permitirá determinar los A.V.I., los COMA y VATT de componentes y obras para el estudio de los Planes de Expansión de los sistemas troncales, así como también los valores referenciales de las obras con que conformen los planes en definitiva propuestos, y sus respectivas fórmulas de indexación.

El programa contará con una interfaz en que se reunirán todos controles, de distintos niveles, que permitan operar el software en forma amigable. Las planillas se presentarán en un formato de fácil lectura, con todos sus componentes debidamente etiquetados, y se elaborará un manual de uso.

## 5.2 INDEXACIÓN

El objetivo de la indexación de las tarifas es lograr que éstas mantengan, en términos reales, un valor constante en el tiempo.

La indexación de las tarifas consiste en definir un polinomio (llamado fórmula de indexación) que aplicada al valor base de la tarifa permita determinar el valor de ésta en cualquier momento del tiempo. La estructura de la fórmula de indexación que se propone para indexar el AVI y el COMA es un polinomio en que aparezcan los cost driver (índices que producen variaciones en las componentes de costo) de éstos y su peso relativo dentro del costo total.

Para definir las fórmulas de indexación es necesario determinar en primer lugar cuáles son los “cost drivers” relevantes del AVI y del COMA, y luego calcular el peso relativo de éstos dentro de dichos costos.

El procedimiento para determinar el peso relativo de cada cost driver dentro del costo total consistirá en determinar el impacto de una variación del cost driver en el costo total (AVI o COMA). Para efectuar este procedimiento el Consultor actuará sobre los datos de entrada al modelo de valoración económica y verá el efecto que tendrá dicha manipulación en el valor final del AVI y COMA. La aplicación de este procedimiento se efectúa teniendo presente, al estructurar los modelos de costos del AVI y del COMA, efectuar una separación de los componentes de costos en las fracciones correspondientes a cada “cost driver” definido, y llevar esta separación dentro de cada modelo hasta la obtención del AVI y del COMA correspondiente. La experiencia del Consultor en la estructuración de fórmulas de indexación es que resulta conveniente trabajar con varios “cost drivers”, los que pueden ser reagrupados, si posteriormente se desea tener un menor número de indexadores.

Se definirá una fórmula de indexación para el AVI y para el COMA, detallándose para cada una de ellas el nombre de cada cost driver, la fuente de emisión de éstos y los valores iniciales (denominados valores base) al 31 de diciembre del 2009.

## **6 DETERMINACIÓN DE LAS INSTALACIONES QUE CONFORMAN EL STT**

### **6.1 ANÁLISIS Y ENTENDIMIENTO DE LAS DISPOSICIONES DE LA LEY ELÉCTRICA PARA SU APLICACIÓN EN LA DEFINICIÓN DE INSTALACIONES TRONCALES (ART. 74).**

El artículo 74 de la Ley Eléctrica establece la definición y los requisitos que deben cumplir las instalaciones que conforman el sistema de transmisión troncal de un sistema eléctrico interconectado.

#### **6.1.1 Análisis del primer y tercer incisos**

La definición, contenida en el primer inciso del mencionado artículo, señala que *“Cada sistema de transmisión troncal estará constituido por 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 las normas técnicas.”*

Esta definición contiene diversos conceptos que deben ser aplicados en la definición de las instalaciones que deben pertenecer al sistema troncal, y el Consultor estima necesario hacer explícito su entendimiento para la aplicación de ellos en la definición de las instalaciones que deben formar parte de los sistemas troncales del SING y del SIC:

- Instalaciones económicamente eficientes

La eficiencia económica que se le exige a las instalaciones troncales debe, en opinión del Consultor, entenderse en el contexto de la evolución del sistema troncal en el mediano y largo plazo, como resultado de la planificación que la propia ley eléctrica dispone para su expansión. Producto de estas expansiones, que consideran tanto la modificación y ampliación de capacidad de instalaciones existentes como la adición de nuevas instalaciones, puede ocurrir que determinados tramos del sistema troncal vayan siendo económicamente ineficientes o innecesarios como instalaciones troncales, lo cual no implica que ellos no puedan ser utilizados como instalaciones de subtransmisión o como instalaciones de transmisión adicionales. El análisis respecto de cuales instalaciones de transmisión existentes pudieren ser económicamente ineficientes como instalaciones troncales no puede entonces realizarse de manera estática, sino que como una consecuencia de los resultados del estudio de planificación de la expansión que se realizará en el curso del presente estudio. En este sentido, el Consultor entiende que la calificación de instalaciones existentes como instalaciones troncales que se realiza en esta etapa del estudio, que tiene un horizonte limitado al período 2011 – 2014, podría variar como resultado del proceso de planificación que se está llevando a cabo de manera paralela.

- Instalaciones necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda

La definición del primer inciso del Artículo 74 es muy general, y, de no existir otras condiciones que permitan precisar más concretamente cuales son las instalaciones troncales, ella haría que en principio la totalidad de las instalaciones de transmisión del sistema eléctrico deberían ser calificadas de troncales, con la única salvedad de aquellas que fueren económicamente ineficientes o innecesarias. La totalidad de las instalaciones restantes serían necesarias para hacer posible el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo y, consecuentemente, todas ellas deberían ser declaradas troncales. Ciertamente no es ésta la situación buscada por la Ley Eléctrica, pues si así hubiere sido, se tornaría innecesario que la propia ley hubiera distinguido, además de los sistemas troncales, a los sistemas de subtransmisión y a los adicionales (inciso segundo del Artículo 73° de la ley).

Debe entenderse, entonces, que las instalaciones troncales son una parte de las instalaciones del sistema de transmisión, que, requiriendo de las instalaciones de subtransmisión y de las instalaciones adicionales para las finalidades que la ley les asigna, son indispensables para el abastecimiento de la demanda, en el sentido que sin ellas, el sistema eléctrico no podría funcionar bajo los diferentes escenarios de generación, cumpliendo las exigencias de las normas de calidad y seguridad de servicio.

Sin perjuicio de lo anterior, el Consultor estima conveniente efectuar algunas consideraciones tendientes a un entendimiento del Artículo 74 desde una perspectiva más amplia y coherente con las demás disposiciones de la ley eléctrica. Estas consideraciones se refieren a establecer la importancia relativa del primer y tercer incisos de este artículo frente a las condiciones específicas del segundo inciso, y a las demás disposiciones de la ley relativas a los sistemas de transmisión:

i) En primer lugar debe destacarse la alta jerarquía que la ley eléctrica le confiere al sistema troncal, frente a las instalaciones que la ley clasifica como sistemas de subtransmisión o adicionales. Esta jerarquía se aprecia en que la ley especifica voltajes superiores o iguales a 220 kV para que una instalación pueda ser declarada troncal y en que la planificación de la expansión de sus instalaciones se realiza a través de un proceso centralizado y reglamentado, como resultado del cual la ejecución de toda obra de expansión del sistema troncal se dispone en un decreto del Ministerio de Energía.

ii) En segundo lugar, las instalaciones de transmisión existentes que en el procedimiento de selección no quedaren clasificadas en definitiva como troncales, deben poder ser catalogadas como perteneciente a los sistemas de subtransmisión o adicionales, en la medida que cumplan con las características que para estos sistemas especifica la ley.

iii) En tercer lugar, el inciso tercero define también como instalaciones troncales aquellas que sean "necesarias" para asegurar la continuidad del STT. Se entiende que esta disposición se aplica cuando las instalaciones que resultan calificadas como troncales como resultado de las condiciones a) a e) constituyen subsistemas aislados entre sí. Esta disposición no puede ser entendida como el único mecanismo para clasificar como troncales, instalaciones que, sin presentar bidireccionalidad en sus flujos, son indispensables para permitir la operación del sistema y el abastecimiento de la totalidad de sus demandas, cumpliendo las condiciones de seguridad, calidad y economía del abastecimiento, **y que no pueden ser calificadas de subtransmisión o adicional**. Ellas deben poder ser incorporadas como instalaciones troncales por mérito

propio, y no sólo porque a ambos lados de ellas se identificaron otras instalaciones troncales que cumplen los requisitos del segundo inciso del Artículo 74 y que deben ser conectadas entre sí.

Cabe observar que al estar interconectadas las instalaciones troncales con sistemas de subtransmisión y adicionales, es el sistema de transmisión en su conjunto el que contribuye a asegurar el abastecimiento de la totalidad de la demanda en los distintos escenarios de despacho, cumpliendo las exigencias de seguridad y calidad de servicio.

En la planificación del sistema troncal y en la determinación de las características y capacidad de obras troncales nuevas que se recomiendan para reforzarlo, se verifica el cumplimiento de las exigencias de las normas en cuanto a seguridad y calidad de servicio, considerando el aporte que para ello hacen las centrales generadoras y todas las instalaciones que componen el sistema eléctrico con independencia de su calificación. También los modelos de despacho consideran las limitaciones de transmisión, las que se determinan justamente con el criterio de garantizar la seguridad y calidad de servicio considerando la totalidad de las instalaciones del sistema.

Adicionalmente, si un análisis económico demuestra que un proyecto de expansión que permita operar en anillo, cerrando un tramo de menor capacidad y tensión (siempre igual o superior a 220 kV) con uno de mayor capacidad y tensión, presenta beneficios al incrementar la capacidad conjunta, y cumple las condiciones de calidad y seguridad de servicio del sistema eléctrico, también podrá ser considerado troncal.

- Diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla

El Consultor entiende que la disponibilidad de las instalaciones de generación corresponde, en el caso de centrales hidroeléctricas, a la disponibilidad de los caudales necesarios para generación que están representados por la estadística hidrológica. En el caso de las centrales termoeléctricas, esta disponibilidad se entiende como el acceso sin restricción a combustibles. Además, se tiene en cuenta la indisponibilidad mecánica programada y forzada de las unidades generadoras hidroeléctricas y termoeléctricas. Ambos tipos de disponibilidad y su utilización óptima conjunta para abastecer la demanda del sistema son representables en el modelo de despacho económico SDDP utilizado para evaluar las transmisiones por las líneas del 220 kV y de tensiones superiores de los sistemas SIC y SING. No obstante, por razones de tiempos de procesamiento, es preferible considerar las situaciones de indisponibilidad forzada en valor esperado, mediante una reducción de la potencia media disponible de estas unidades. En todo caso, en situaciones en que se requiera explicitar el efecto de las indisponibilidades de una o varias centrales termoeléctricas en las transmisiones por determinados tramos evaluados, es posible hacerlo externamente adicionando su efecto a los resultados del modelo de despacho mencionado.

- Consideración de las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas

El cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas queda, en el corto plazo, limitado a las capacidades de transmisión existentes en el sistema eléctrico, y la selección de cuales instalaciones son troncales para el período

2011 – 2014 no modifica dicho cumplimiento. Esta consideración tiene, entonces, importancia en la etapa en que se formulan las alternativas de expansión del sistema troncal.

### **6.1.2 Análisis del segundo inciso**

El Artículo 74 de la ley General de Servicios Eléctricos establece que las instalaciones pertenecientes a cada uno de los tramos del sistema de transmisión troncal (STT) deben cumplir con los siguientes requisitos:

- a. Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, como resultado de abastecer en forma óptima una misma configuración de demanda para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador existente, considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, incluyendo situaciones de contingencia y falla.
- b. Tener una tensión nominal igual o mayor a 220 kilovolts.
- c. Que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores.
- d. 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
- e. Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes

Los requisitos a) a e) anteriores deben entenderse como condiciones que deben cumplirse en forma copulativa, no habiendo prelación de ninguno de ellos respecto del resto. Siendo copulativas, cualquiera que sea el orden en que ellas se apliquen, se deberá llegar al mismo subconjunto de instalaciones que las cumplan.

Así, por ejemplo, a partir del subconjunto de instalaciones de transmisión cuya tensión nominal es igual o superior a 220 kilovolts (requisito b.), aquellas que deben ser declaradas troncales serán las que cumplen las 4 condiciones restantes señaladas en las letras a, c, d y e, anteriores.

Por su parte el inciso cuarto del Artículo, indica que el Reglamento deberá precisar los criterios para la aplicación de los requisitos anteriores.

Dado que ese Reglamento no se encuentra disponible, el Consultor ha debido establecer dichos criterios, lo que ha hecho sobre la base del análisis de cada uno de ellos que se presenta a continuación.

### **6.1.2.1 Análisis de la condición e):**

De las 5 condiciones que deben cumplir las instalaciones troncales, se observa que la condición e) utiliza el término tramo como parte constitutiva de una línea, lo cual resulta contradictorio con el hecho que los tramos a que dice relación este Artículo se entienden, según lo establecido en las bases del estudio, constituidos por líneas o transformadores y extremos terminales (pañes de interruptor y equipos de subestación).

Sin perjuicio de lo anterior, esta condición, que exige que existan flujos bidireccionales relevantes, puede entenderse de hecho contenida en la condición a), que dispone que el tramo tenga una variabilidad relevante en magnitud y dirección de los flujos de potencia.

El Consultor entiende que el objeto de esta disposición es su aplicación al caso de líneas que tienen conexiones en derivación (en tap-off) para la alimentación de consumos o para recibir inyecciones de centrales, situación que puede dar origen a que en un sector (no "tramo") comprendido entre el tap-off y una de las subestaciones terminales en una línea de doble circuito, por ejemplo, presente bidireccionalidad, en circunstancias que la transferencia neta en las subestaciones terminales del tramo sea unidireccional.

Ejemplos de estas configuraciones en tap-off de líneas constitutivas del troncal actual existen varios en el SIC, como son: Canela, Lampa, Chena, Paine, Teno, Barro Blanco. En todos estos casos, las distancias desde el tap-off hasta los terminales de las líneas son significativas. Podrían darse situaciones en las cuales dichas distancias sean muy reducidas, lo que en principio haría poco razonable clasificar la línea completa como troncal. Este aspecto debería ser analizado en el Reglamento.

El caso de la Subestación Ciruelos, por ejemplo, no se incluye en el grupo anterior por cuanto las líneas de 220 kV Ciruelos - Valdivia y Ciruelos - Cautín, cuentan con sus paños terminales en ambos extremos.

En atención a lo anterior, se entenderá que una línea con tap-offs, que pudiera no satisfacer la condición de bidireccionalidad que exige el requisito a), medidos sus flujos netos en las subestaciones terminales, sí podrá ser calificada como troncal en virtud de la condición e) si presenta bidireccionalidad en uno de sus sectores.

Para efectos de la aplicación copulativa de la condición e), el Consultor entiende que una línea sin tap-off que cumple la condición a), implícitamente también cumple la condición e).

### **6.1.2.2 Análisis de la condición a):**

En el SING, al existir una generación hidroeléctrica muy reducida, la variabilidad hidrológica no introduce variaciones detectables en las líneas de 220 kV. El factor que gobierna las variaciones en la magnitud y la dirección de los flujos es el despacho económico de las unidades térmicas y su disponibilidad.

En el caso del SIC, las variaciones en la magnitud y la dirección de los flujos se deben principalmente a la alta participación hidroeléctrica y su consiguiente variabilidad hidrológica, la existencia de embalses importantes, y la generación térmica necesaria para completar el abastecimiento económico de la demanda.

En una aplicación literal de las condiciones que el Artículo 74 dispone que deben ser cumplidas por las instalaciones para poder ser declaradas troncales, el requisito de bidireccionalidad relevante en los flujos del tramo, se transforma en una condición esencial para el análisis de los tramos susceptibles de ser declarados troncales. Esto es, de la totalidad de los tramos que conforman el sistema de transmisión de un sistema eléctrico, es posible descartar preliminarmente los tramos unidireccionales y los tramos que presenten bidireccionalidad no relevante, antes de continuar con el análisis de las condiciones que establecen las letras c) y d). Los tramos descartados preliminarmente pueden ser más adelante incorporados como tramos troncales si ellos son necesarios para asegurar el abastecimiento de la totalidad de la demanda o la continuidad del sistema troncal, según lo disponen los incisos primero y tercero del Artículo 74.

La condición a) establece que los flujos deben presentar una variabilidad relevante tanto en magnitud como en dirección (sentido). La sola condición de variabilidad en la dirección tiene implícita una variación porcentualmente muy relevante en la magnitud de los flujos, aún cuando en términos absolutos (en MW) los flujos en una y otra dirección pueden ser muy poco significativos. Por ello, al exigir copulativamente ambas condiciones, el Consultor entiende que las magnitudes absolutas, en ambos sentidos también deben ser consideradas relevantes.

Por otra parte el flujo en un sentido puede determinar una energía transferida en ese sentido, integrada en un período de un año por ejemplo, que sea más o menos relevante que la transferida en el sentido opuesto.

En base a los conceptos anteriores, el Consultor ha considerado razonable establecer que se cumple con la condición de variabilidad relevante en magnitud y sentido del flujo cuando en el período de un año se cumplen simultáneamente las dos condiciones siguientes:

- que la energía transferida en el sentido en que se transfiere menor energía sea al menos 10 % de la energía transferida en el sentido opuesto.
- que la potencia máxima transferida en el sentido en que se transfiere menor potencia sea al menos 10% de la transferida en el sentido opuesto.

El Consultor reconoce que la Ley es imprecisa cuando señala que la variabilidad en magnitud y dirección de los flujos debe ser "relevante". El Consultor está obligado, en ausencia de un Reglamento, a establecer un criterio y aplicarlo consistentemente. Los participantes disponen de instancias posteriores al Informe del Consultor para discutir y eventualmente modificar el criterio adoptado por éste.

### 6.1.2.3 Análisis de las condiciones c) y d):

La aplicación de las condiciones a) y b) restringe el conjunto de instalaciones candidatas a calificar como troncales al subconjunto de tramos de tensión igual o superior a 220 kV y que presentan variabilidad en magnitud y dirección que se ha considerado relevante, de acuerdo a los umbrales de relevancia adoptados. Este subconjunto puede verse adicionalmente restringido como resultado de la aplicación de los criterios c) y d).

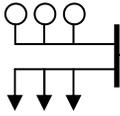
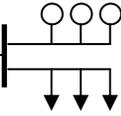
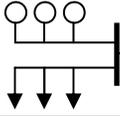
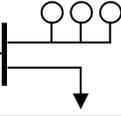
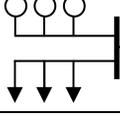
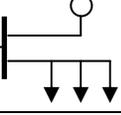
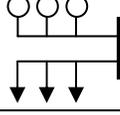
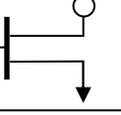
Salvo que los umbrales que se adopten para considerar relevante una inversión del flujo sean muy elevados, la aplicación de la condición a) no conducirá necesariamente a una situación en que la **magnitud** de los flujos máximos de potencia en ambos sentidos resulten del mismo orden o muy similares. En el caso general se podrá establecer una cierta preponderancia (en cuanto a la magnitud que condiciona el dimensionamiento eficiente de la línea) del flujo en un sentido respecto del otro, en el tramo en estudio.

Por otra parte, si suponemos que el tramo une dos subsistemas A y B, las condiciones c) y d) estarían destinadas a restringir el subconjunto anterior de instalaciones, atendiendo al número de consumidores o generadores existentes en estos dos subsistemas.

Los casos que son relevantes de analizar en un sistema real son sólo las 4 combinaciones de muchos o pocos consumidores y muchos o pocos generadores en el subsistema B, frente a muchos consumidores y muchos generadores en el subsistema A (en el que existen tramos troncales). Estos casos se grafican en la siguiente figura:

**Análisis condición c) y d) Art. 74.**

Combinaciones de interés y aplicación condición d)

	Subsistema A	Subsistema B	Cond. d)
1)			posible Troncal sujeto a cond.c)
2)			posible Troncal sujeto a cond.c)
3)			posible Troncal sujeto a cond.c)
4)			No Troncal

Símbolo	Significado
	Muchos generadores
	Pocos generadores
	Muchos Consumidores
	Pocos Consumidores

El caso 1, con muchos generadores y muchos consumidores en B, no requiere de mayor análisis ya que obviamente el tramo cumple las condiciones para ser declarado troncal.

La condición d) se aplica cuando el flujo (independiente de la magnitud predominante), no está determinado por pocos generadores cuando va en la dirección B->A, a la vez que no está determinado por pocos consumos cuando va en la dirección A->B. ("que no sean **atribuidos exclusivamente** al consumo de un cliente o a la producción de una central generadora ..."). Es decir, a juicio del Consultor, la condición d) sólo excluye de la clasificación como troncal el caso en que en B existen pocos generadores y, a la vez, pocos consumidores (caso 4).

De acuerdo a lo anterior, la condición c) determinará si los casos 2 y 3 son o no calificables como troncal.

En el cuadro siguiente se analizan los casos 2 y 3 atendiendo a la magnitud del flujo predominante. En cada caso se presentan condiciones en que la **magnitud** del flujo de potencia predominante está **determinada** por el consumo (casos 2a y 3a), por la generación (casos 2c y 3c) o cuando no hay una predominancia clara (casos 2b y 3b).

Aplicación de la condición c) a los casos 2 y 3  
(tomando en cuenta la magnitud predominante del flujo)

	Subsistema A	Subsistema B	Cond. c)	c) AND d)
2) a			No Troncal	No Troncal
2) b			No Troncal	No Troncal
2) c			No Excluye	Troncal
3) a			Troncal	Troncal
3) b			Troncal	Troncal
3) c			No Excluye	Troncal

La condición c) se aplica cuando la magnitud predominante del flujo es A->B (casos 2a y 3a), y está determinado por los consumos en B. Esta condición excluye esta línea como troncal si los consumidores en B son pocos (caso 2a).

La condición c) en cambio no excluye el tramo como posible troncal cuando la magnitud predominante del flujo es B->A, ya que ella estaría determinada por los generadores en B (casos 2c y 3c).

Nótese que en el caso que en B existan pocos generadores pero muchos consumidores (casos 3), la condición d) no excluye esta línea como posible troncal, sin embargo podría ser calificada como troncal por la condición c) si la magnitud del flujo en el sentido B->A es significativo y similar al flujo en la dirección contraria (caso 3b, aplicable a Lagunas - Tarapacá y Cerro Navia - Rapel).

Por otra parte, cuando en B existen muchos generadores que condicionan el dimensionamiento de la línea, pero pocos consumidores, el tramo no resultaría excluido por la condición d) ni por la condición c). (caso 2c, aplicable a Candelaria - Maipo - Alto Jahuel).

Las restantes 12 combinaciones posibles, que se indican en la figura siguiente, incluyen los casos que consideran pocos consumidores o pocos generadores en A y, a la vez,

pocos consumidores o pocos generadores en B, los que no son realistas en un sistema interconectado, razón por la cual su análisis no es necesario.

Combinaciones irrelevantes para la aplicación de las condiciones c) y d)

5)		Ídem 2
6)		No existe en SI
7)		No existe en SI
8)		No existe en SI
9)		Ídem 3
10)		ídem 7
11)		No existe en SI
12)		No existe en SI
13)		Ídem 4
14)		ídem 8
15)		ídem 12
16)		No existe en SI

También es necesario analizar la situación en que la línea de transmisión en análisis no es la única interconexión entre dos subsistemas, sino que está inmersa en un sistema enmallado, como ocurre de manera notoria en el SING. Cuando los flujos por las vías paralelas que conectan los subsistemas A y B también presentan bidireccionalidad, esta configuración es asimilable en general al caso 1) anterior, con muchos generadores y consumidores en ambos extremos, y por lo tanto el tramo calificaría como troncal. Debe tenerse presente que estas vías paralelas pueden ser no troncales (por ejemplo, si son de tensión inferior a 220 kV).

Si las vías paralelas presentan tramos unidireccionales en el sentido hacia, o desde, el extremo B, concordante con el flujo predominante del tramo en análisis, como se muestra en la figura siguiente, es posible establecer un corte de estas vías paralelas que **permite identificar un subsistema B ampliado cuya única conexión bidireccional con el subsistema A es a través de la línea en análisis**. En este caso, a esta línea se le podría aplicar las condiciones c) y d) en los términos propuestos anteriormente.

Si no se identifica en las vía paralelas tramos unidireccionales concordantes con el flujo predominante en el tramo en análisis, esta situación debería asimilarse al caso 1).

	Subsistema A	Subsistema B ampliado	Cond. c)	c) AND d)
2) a			No Troncal	No Troncal
2) b			No Troncal	No Troncal
2) c			No Excluye	Troncal
3) a			Troncal	Troncal
3) b			Troncal	Troncal
3) c			No Excluye	Troncal

El caso 2b, por ejemplo, es aplicable al tramo Atacama - Domeyko del SING, tomando en cuenta que el flujo Sulfuro - Domeyko es unidireccional hacia Domeyko y el flujo Nueva Zaldívar - Escondida es unidireccional hacia Escondida, con lo cual un corte a través de estos tramos establece un subsistema B ampliado que incluye las subestaciones Domeyko y Escondida, que contiene pocos consumos.

## **6.2 ELABORACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA APLICAR LAS CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS REALIZADO EN 6.1.**

La metodología consiste en aplicar el siguiente procedimiento secuencial para las instalaciones de transmisión existentes:

- 1) Se evalúan los flujos de potencia a lo largo de cada año del período en todos los tramos del SING y SIC de tensión nominal igual o superior a 220 kV, para analizar si presentan variabilidad relevante en magnitud y dirección.
- 2) Se determinan los tramos que presentan variabilidad relevante en magnitud y dirección de los flujos.
- 3) Estos tramos se analizan para determinar si son calificables como troncales en virtud del cumplimiento de las condiciones 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 aplicando los conceptos explicados en el punto 6.1. Los tramos que cumplen dichos conceptos, se declaran troncales.

Dado que el análisis abarca cuatro años, puede ocurrir que ciertos criterios que se establezcan para la clasificación de líneas troncales lleve a que alguna línea no cumpla los requisitos para formar parte del sistema troncal en algunos de los años analizados, lo que conduciría a que estas líneas experimentarían cambios de clasificación dentro de los distintos segmentos de los sistemas de transmisión y por ende de régimen tarifario varias veces en el periodo de cuatro años.

Considerando que los regímenes tarifarios establecidos en la Ley son diferentes para cada clasificación de sistemas de transmisión y sus procesos tarifarios se desarrollan en periodos de tiempo coincidentes que dificultan el traspaso de instalaciones desde una clasificación de sistema de transmisión a otra, el Consultor consideró conveniente adoptar criterios tendientes a otorgar una razonable estabilidad a las instalaciones troncales y en general a los procesos tarifarios y tarifas resultantes. Lo anterior se refuerza con la diferencia que existe entre las obligaciones que emanan de la ley eléctrica para los propietarios de instalaciones de los distintos tipos de sistemas de transmisión: troncal, subtransmisión y adicional. En el caso de instalaciones troncales existe obligatoriedad de inversión expresa, a diferencia del resto de los sistemas de transmisión. Debe tenerse presente que una de las razones que llevaron en su momento a la dictación de la denominada Ley Corta 1, que introdujo en la ley eléctrica las disposiciones de clasificación de instalaciones troncales, fue la de dar, a través del régimen normativo de la transmisión, la suficiente estabilidad a las reglas con que se requería regular la operación y desarrollo de los sistemas de transmisión, de manera que este segmento de la industria eléctrica no se transformara en un cuello de botella para el normal desenvolvimiento del mercado eléctrico, dada su condición de red principal que tiene por finalidad abastecer la totalidad de la demanda de cada sistema interconectado. Es en este sentido que los criterios que se apliquen deben permitir dar al sistema de transmisión troncal la necesaria estabilidad en el tiempo.

En consecuencia, el Consultor adoptó los siguientes criterios para estos casos:

- a) Instalaciones que actualmente no forman parte del sistema troncal: Se ha considerado que la variabilidad de los flujos en su dirección es relevante cuando se presenta en al menos dos de los cuatro años de análisis. Ello se fundamenta en el hecho que la condición esencial de variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos para abastecer la demanda bajo diferentes escenarios de despacho, exigida en la condición a) del Artículo 74 de la Ley, se ha definido con umbrales anuales de 10% en potencia y energía. Por otra parte, las instalaciones que cumplan el requisito mínimo exigido se declararán troncales por todo el período de 4 años con el objeto de evitar que experimenten sucesivos cambios de clasificación y de régimen tarifario durante el periodo de cuatro años.
- b) Instalaciones que actualmente forman parte del sistema troncal: Por las razones de estabilidad señaladas anteriormente, se ha considerado para estos efectos que la variabilidad de los flujos en su dirección es relevante cuando ocurre en al menos uno de los años del período de análisis, por lo que en esa situación estas instalaciones permanecen en esa clasificación durante los próximos cuatro años.

Respecto de las líneas actualmente en construcción y que entrarán en servicio durante el periodo de cuatro años, y que deben ser tomadas en cuenta en la modelación del sistema de transmisión incorporado en el modelo de despacho, puede ocurrir que alguna de ellas cumpla los requisitos para formar parte del sistema troncal. Sin embargo, las Bases Técnicas restringen la calificación de nuevas líneas troncales solamente a aquellas líneas existentes (Capítulo II, Parte I, punto 1 c)). En este sentido, el Consultor ha analizado los flujos de estas líneas, pero no emite ningún juicio respecto de su clasificación.

### **6.3 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AL SING Y AL SIC Y ANÁLISIS DE RESULTADOS**

Los criterios descritos en 6.1 y la metodología descrita en el punto 6.2 se aplicaron al SING y al SIC sobre la base de una simulación de la operación de ambos sistemas en el período 2011 – 2014, utilizando el modelo SDDP.

Para las simulaciones de la operación del SING y del SIC se consideraron las bases que se resumen en el Anexo 2 y en el Anexo 3 de este Informe, respectivamente.

En el Anexo 4 se efectúa una descripción del modelo de operación SDDP.

En los puntos siguientes se presentan los gráficos anuales con las curvas de duración de los flujos en las líneas del SING y del SIC.

En cada caso se incluye una tabla que indica los valores de los indicadores definidos para determinar la relevancia de la variabilidad en magnitud y dirección de los flujos para la aplicación de la condición a). En esta tabla, la fila Pmax corresponde al porcentaje que representa la potencia máxima transferida en el sentido en que se transfiere menor potencia respecto de la transferida en el sentido opuesto. La fila E corresponde al porcentaje que representa la energía transferida en el sentido en que se transfiere menor energía, respecto de la energía transferida en el sentido opuesto. La condición a) se cumple cuando ambos indicadores Pmax y E superan el 10%.

En los casos en que la condición a) se satisface, se califica el cumplimiento de las condiciones c) y d) del Artículo 74, conforme a los criterios ya descritos en el punto 6.1.5. Como resumen, la tabla consigna para cada año, el cumplimiento copulativo de las cinco condiciones establecidas en el segundo inciso del Artículo 74.

Finalmente, su calificación global como troncal toma adicionalmente en cuenta tanto el criterio del primer inciso como del tercer inciso del Artículo 74.

En el Anexo 5 se incluye una tabla que resume los valores de los indicadores Pmax y E para todas las líneas modeladas, junto con indicadores adicionales que se basan en la comparación de las potencias medias transferidas en uno y otro sentido y del porcentaje del tiempo total en que se presenta reversibilidad.

#### **6.3.1 Resultados del SING**

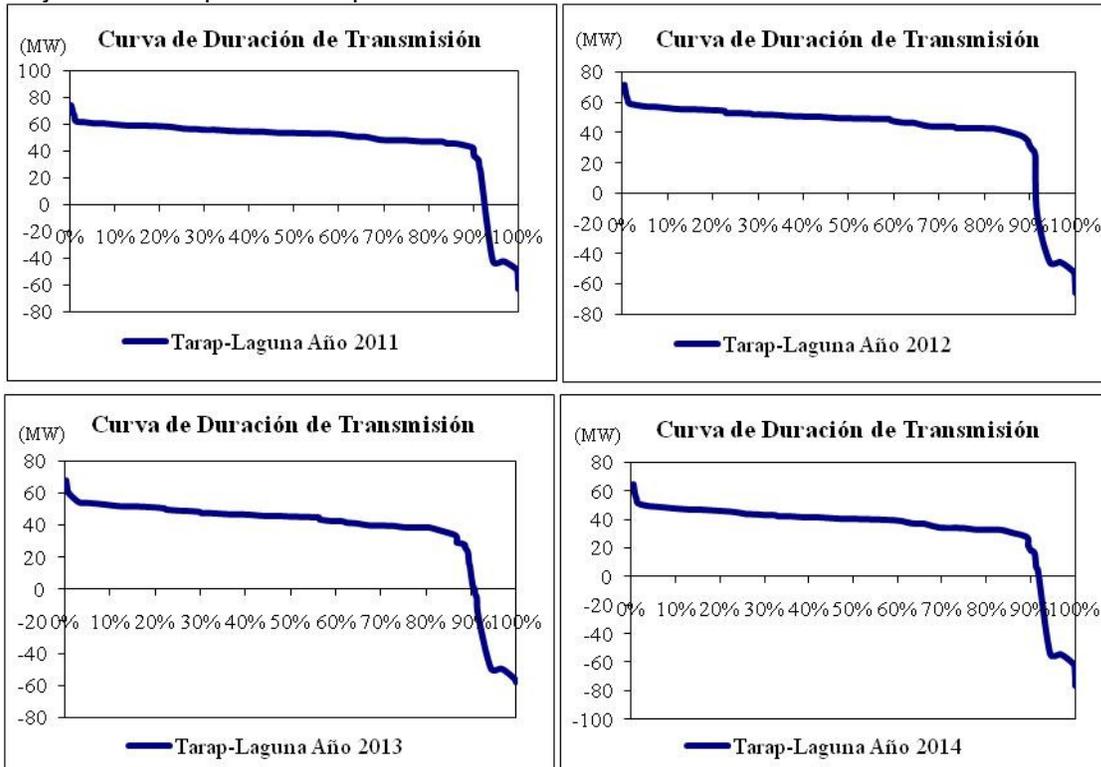
En el caso del SING, los análisis de mayor detalle se han centrado en aquellas líneas que muestran variabilidad en la dirección de los flujos que transitan por ellas, además de aquellas que se consideran troncales por continuidad o por abastecimiento de la demanda.

La indisponibilidad forzada de las unidades generadoras se representó a través de una reducción de su capacidad máxima disponible, con el objeto de reducir los tiempos de procesamiento del modelo de despacho. Sin embargo, en el caso de la Central Tarapacá se efectuó un análisis adicional ajustando los resultados de los flujos de la

línea Tarapacá - Laguna para tomar en cuenta en forma más precisa su indisponibilidad forzada.

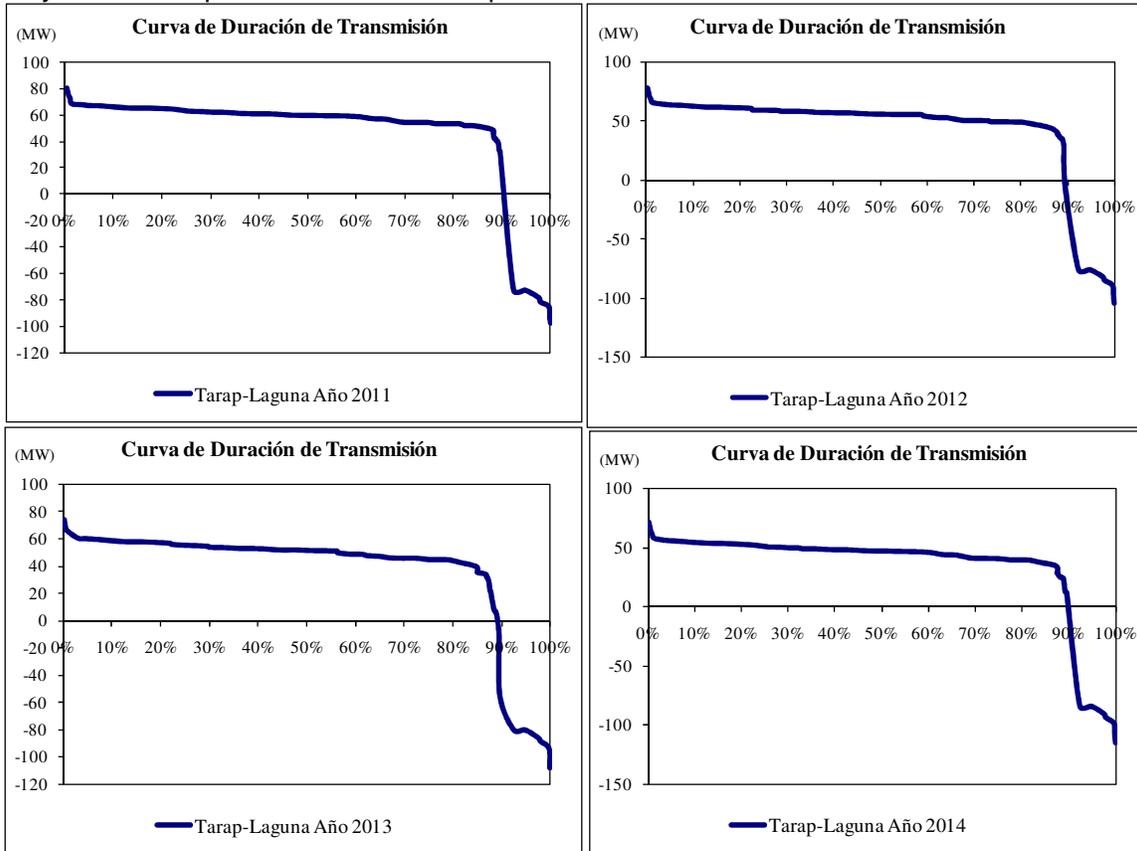
### 6.3.1.1 Línea Tarapacá – Lagunas 2x220 kV

Flujos con indisponibilidad promedio:



Tramo:	Tarap-Laguna			
	2011	2012	2013	2014
P max	85%	93%	86%	85%
E	8%	9%	11%	13%
Cond a)	NO	NO	SI	SI
Cond c)			SI	SI
Cond d)			SI	SI
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	SI	SI

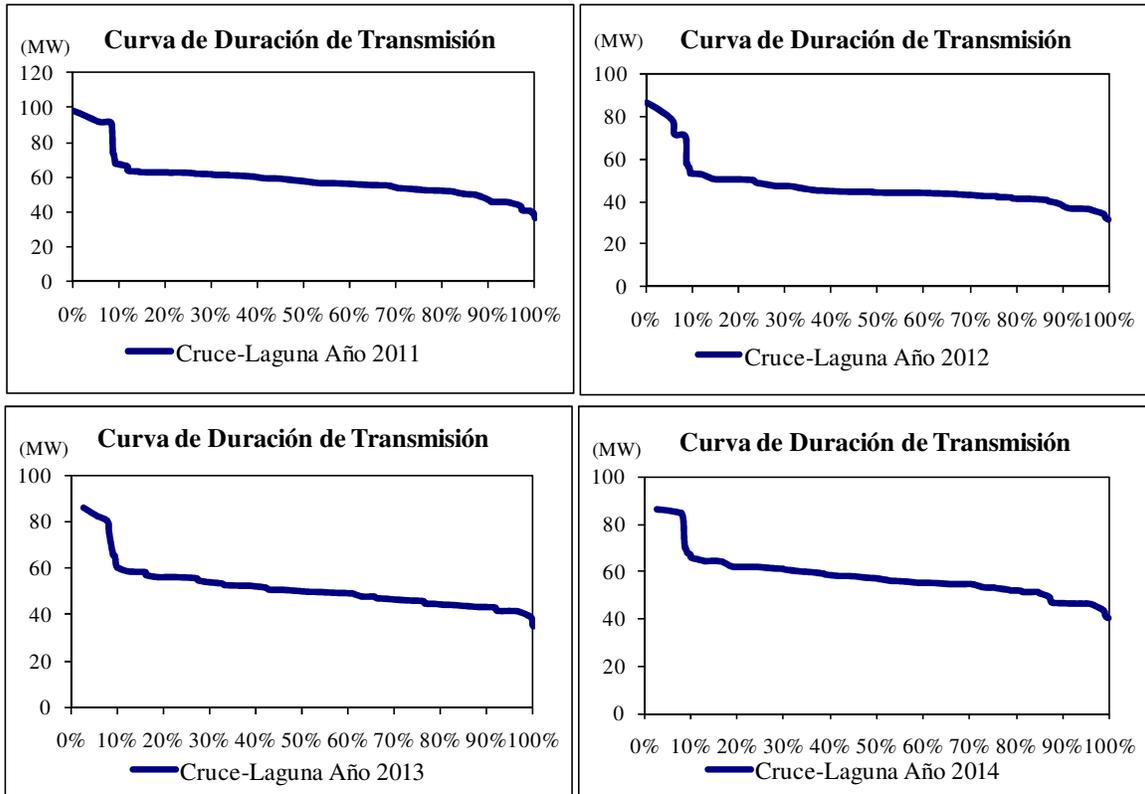
Flujos con indisponibilidad forzada explícita:



Tramo:	Tarap-Laguna			
	2011	2012	2013	2014
P max	82%	74%	68%	61%
E	15%	17%	20%	23%
Cond a)	SI	SI	SI	SI
Cond c)	SI	SI	SI	SI
Cond d)	SI	SI	SI	SI
<b>inciso 2º</b>	SI	SI	SI	SI
<b>Troncal desde 2011</b>				

El cumplimiento de la condición c) se origina en el consumo mayoritariamente residencial y comercial de las ciudades de Arica e Iquique, que se alimentan a través de la línea de 220 kV Tarapacá – Los Cóndores – Parinacota. Por su parte, el cambio de dirección ocurre programadamente una vez al año, en ocasión del mantenimiento de la Central Térmica Tarapacá.

**6.3.1.2 Línea Crucero - Lagunas 2x220 kV**

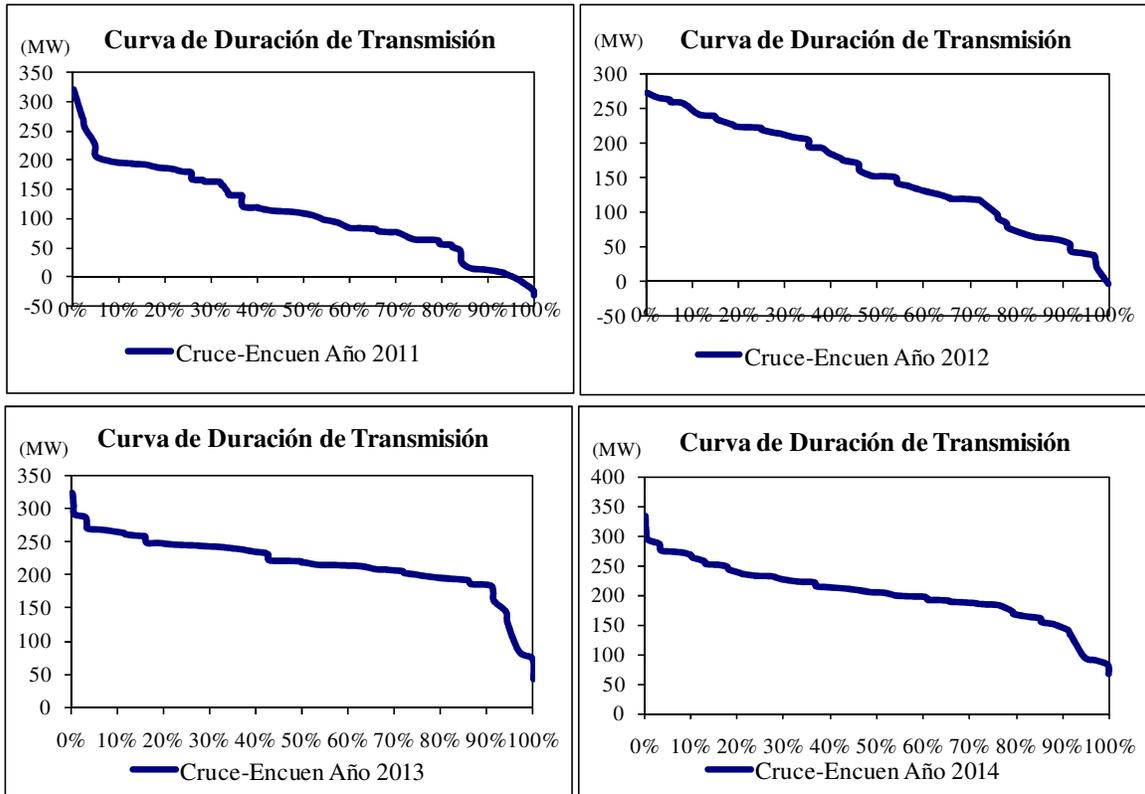


Tramo: Cruce-Laguna				
	2011	2012	2013	2014
P max	0%	0%	0%	0%
E	0%	0%	0%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por inciso 1º</b>				

Esta línea presenta flujos unidireccionales en el sentido sur --> norte durante los 4 años de análisis.

Sin embargo, ella cumple con la condición general del Artículo 74 referente a que ella permite, sin lugar a dudas, el abastecimiento de la totalidad de la demanda de los consumidores de las Regiones de Tarapacá y de Arica y Parinacota. En opinión del Consultor, este hecho es suficiente para su incorporación como línea troncal del SING en conformidad con el inciso primero del Artículo 74.

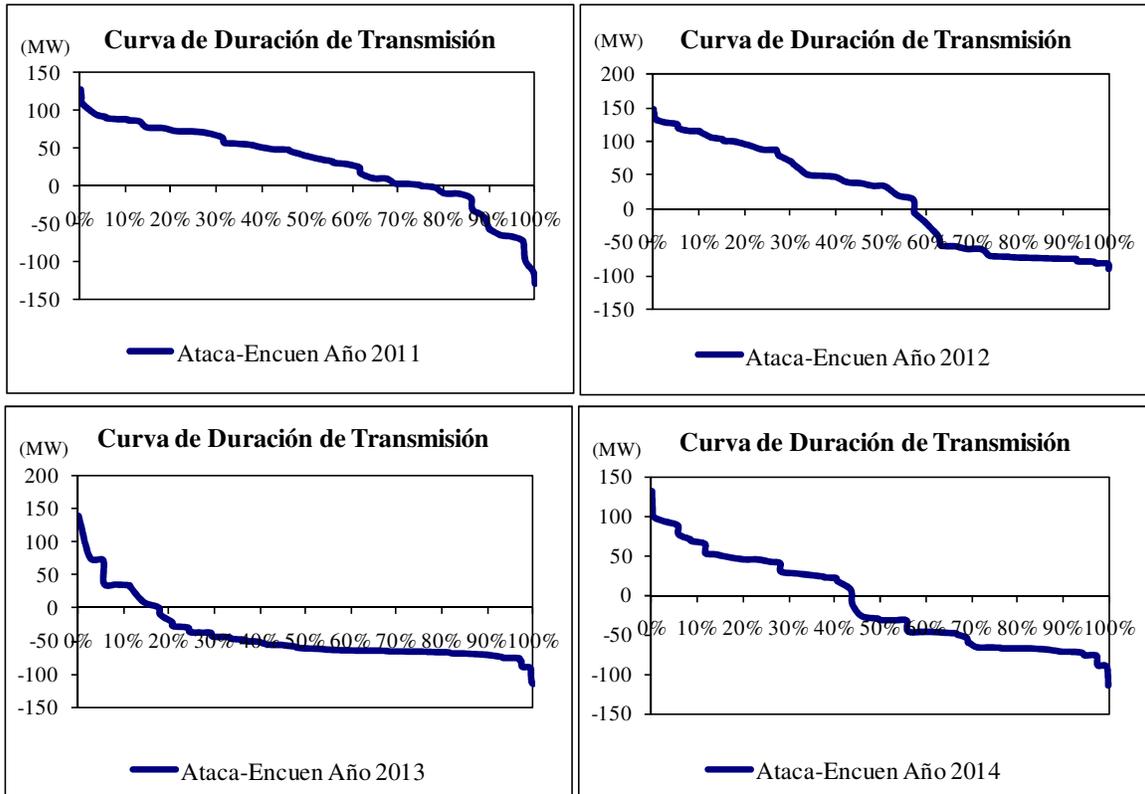
**6.3.1.3 Línea Crucero - Encuentro 220 kV**



Tramo: Cruce-Encuen				
	2011	2012	2013	2014
P max	10%	1%	0%	0%
E	1%	0%	0%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>Troncal por inciso 1º</b>				

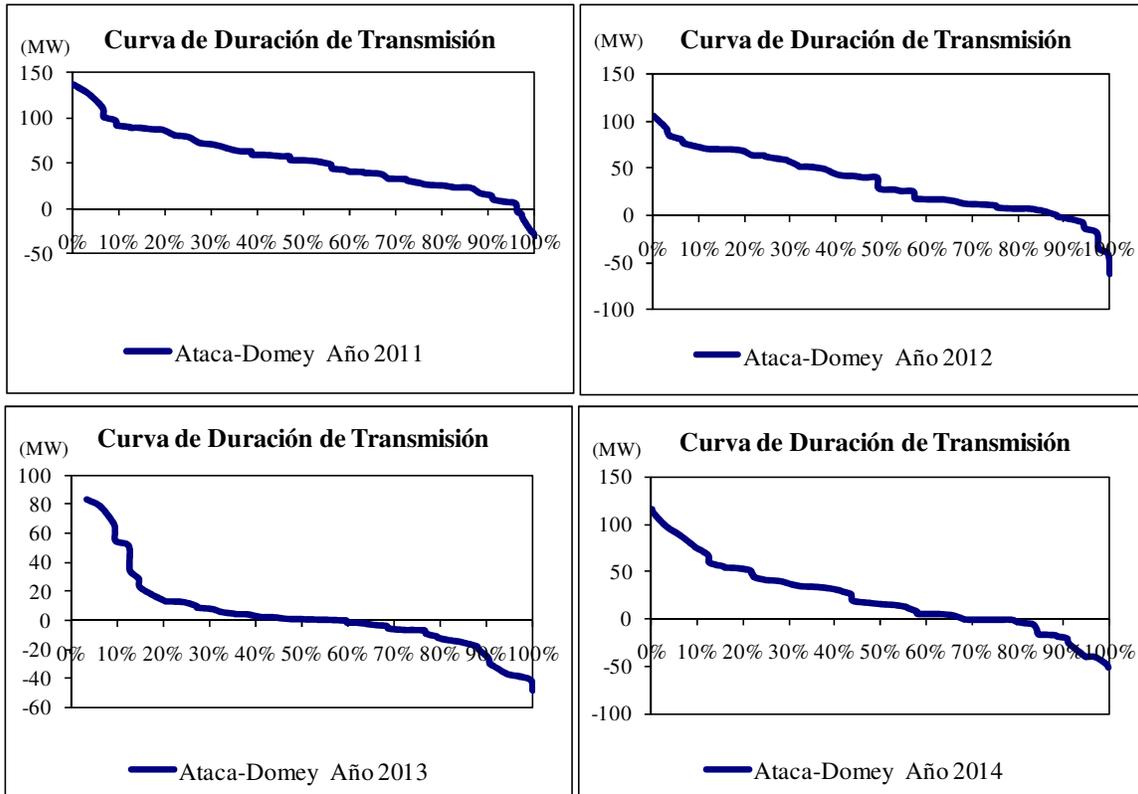
La línea Crucero – Encuentro presenta gran variabilidad en magnitud de sus flujos, ante los distintos escenarios de disponibilidad y despacho económico de las unidades generadoras conectadas a Crucero y a Encuentro. Aunque no presenta variabilidad en la dirección de los flujos, es indispensable para el abastecimiento de la totalidad de la demanda del SING bajo los diferentes escenarios de despacho. En opinión del Consultor, esta línea debe formar parte del sistema troncal del SING en conformidad con el inciso primero del Artículo 74.

6.3.1.4 Línea Atacama – Encuentro 2x220 kV



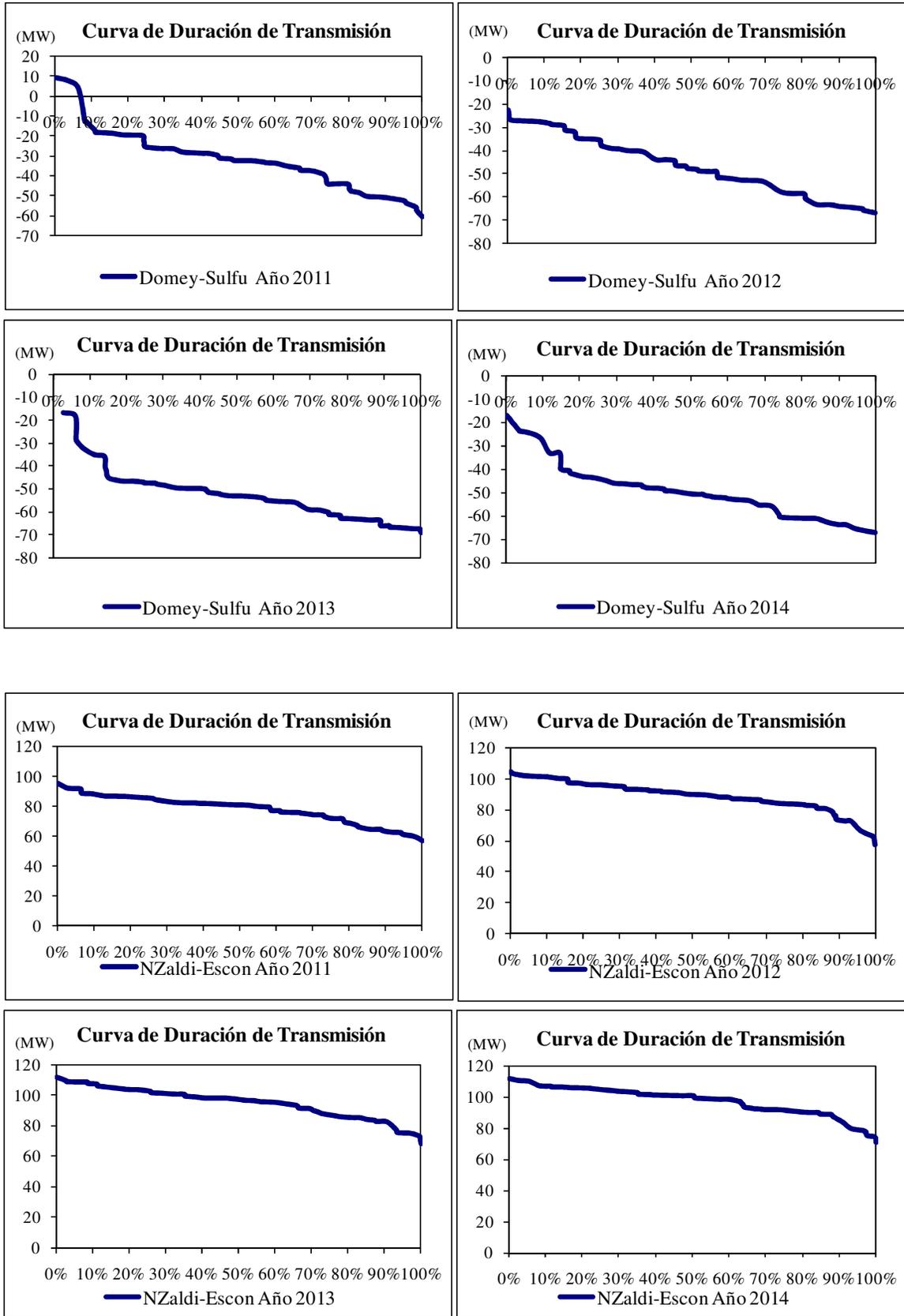
Tramo:	Ataca-Encuen			
	2011	2012	2013	2014
P max	99%	61%	83%	88%
E	28%	70%	13%	61%
Cond a)	SI	SI	SI	SI
Cond c)	SI	SI	SI	SI
Cond d)	SI	SI	SI	SI
<b>inciso 2º</b>	SI	SI	SI	SI
<b>Troncal desde 2011</b>				

**6.3.1.5 Línea Atacama – Domeyko 2x220 kV**

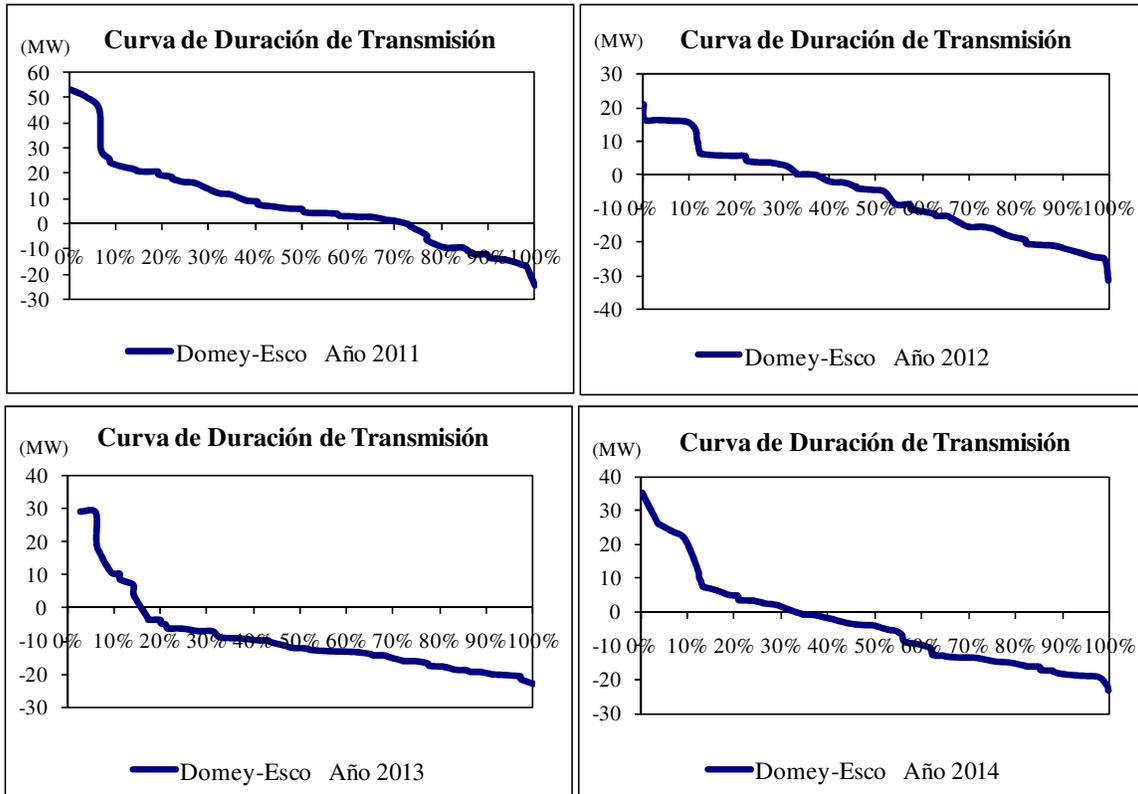


Tramo:	Ataca-Domey			
	2011	2012	2013	2014
P max	22%	58%	59%	43%
E	1%	6%	60%	20%
Cond a)	NO	NO	SI	SI
Cond c)			NO	NO
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>No Troncal</b>				

El flujo Sulfuro - Domeyko es unidireccional hacia Domeyko y el flujo Nueva Zaldívar - Escondida es unidireccional hacia Escondida, como se muestra en las figuras siguientes. De acuerdo a la metodología descrita en 6.1.2.3, un corte a través de estos tramos establece un subsistema B ampliado que incluye las subestaciones Domeyko y Escondida, que contiene pocos consumos, con lo cual esta línea no califica como instalación troncal.



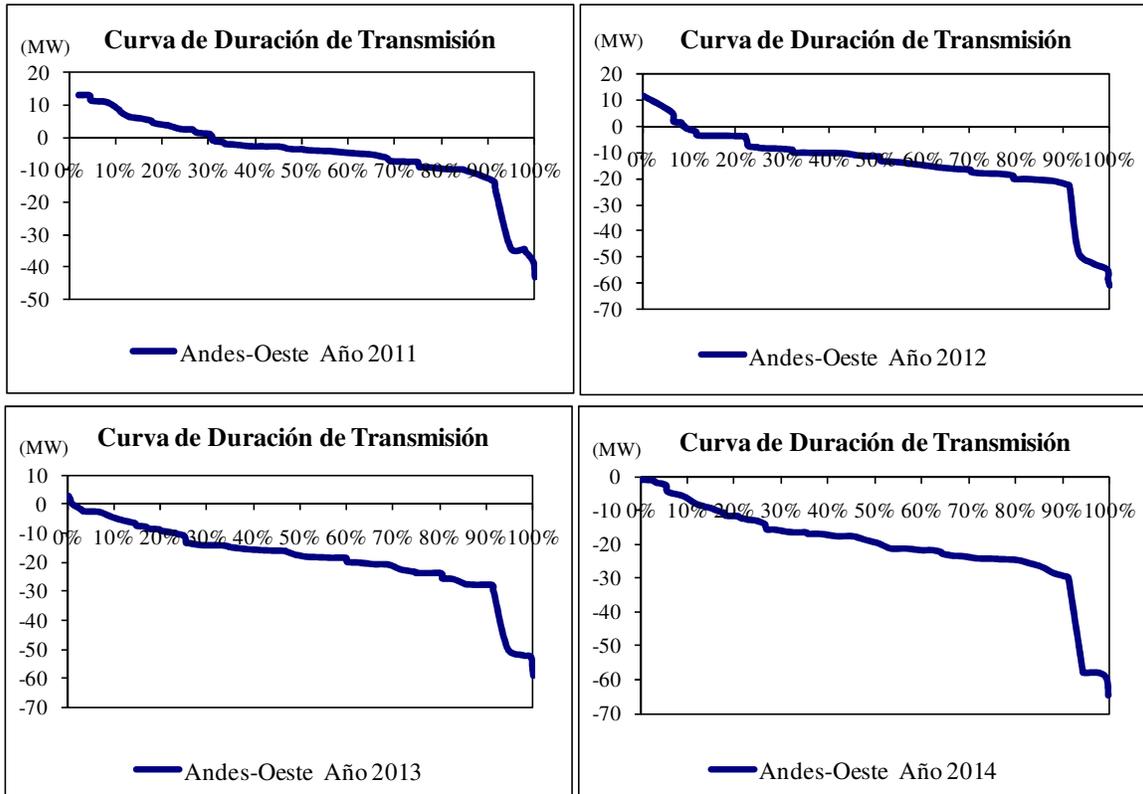
**6.3.1.6 Línea Domeyko - Escondida 2x220 kV**



Tramo:	Domey-Esco			
	2011	2012	2013	2014
P max	45%	66%	78%	66%
E	32%	30%	23%	44%
Cond a)	SI	SI	SI	SI
Cond c)	NO	NO	NO	NO
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>No Troncal</b>				

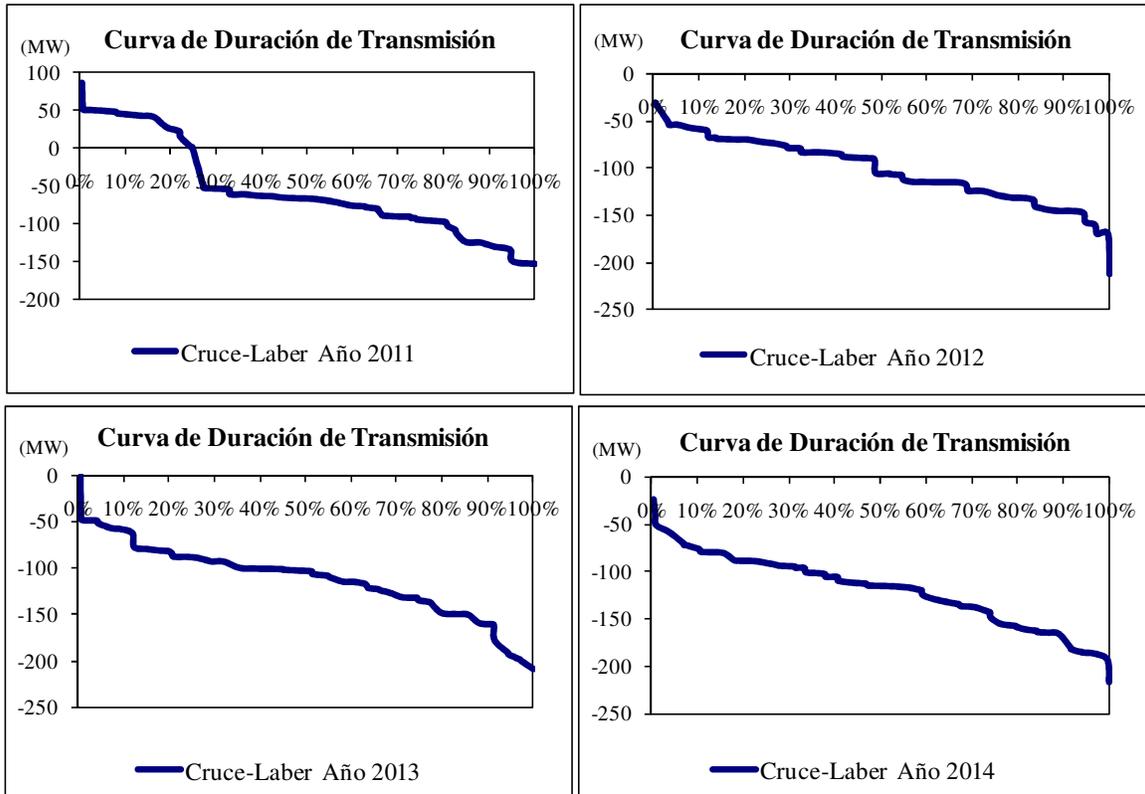
Como se vio en el punto anterior, el flujo Nueva Zaldívar - Escondida es unidireccional hacia Escondida. De acuerdo a la metodología descrita en 6.1.2.3, un corte a través de este tramo establece un subsistema B que incluye sólo el consumo de Escondida, con lo cual esta línea no califica como instalación troncal.

6.3.1.7 Línea Andes - Oeste 1x220 kV



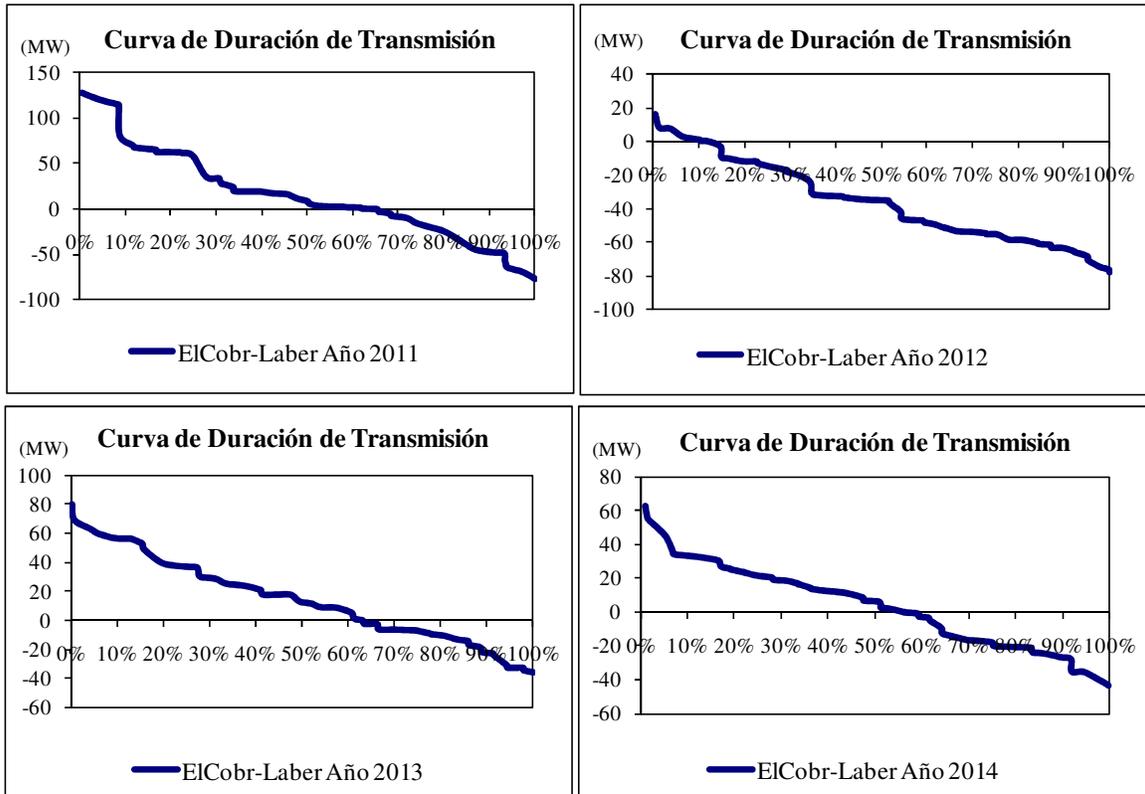
Tramo:	Andes-Oeste			
	2011	2012	2013	2014
P max	30%	19%	4%	0%
E	27%	3%	0%	0%
Cond a)	SI	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>				
<b>No Troncal por permanencia insuficiente</b>				

**6.3.1.8 Línea Crucero - Laberinto 2x220 kV**



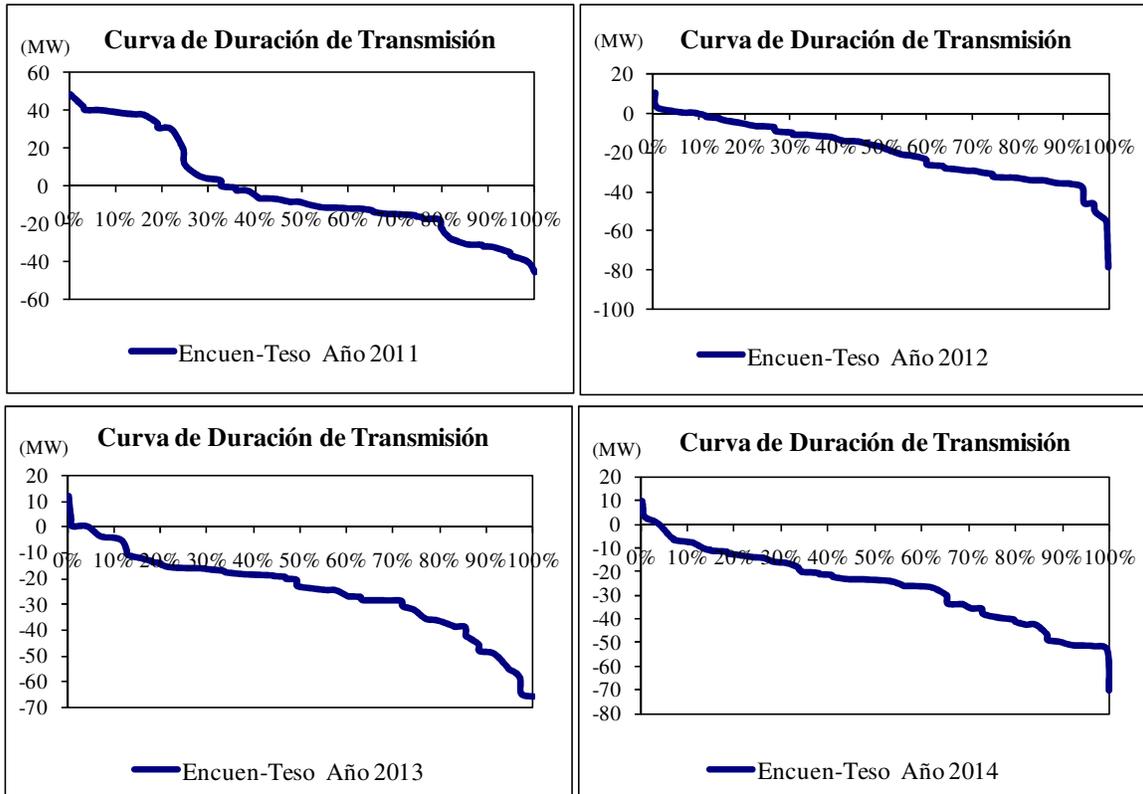
Tramo:	Cruce-Laber			
	2011	2012	2013	2014
P max	55%	0%	0%	0%
E	13%	0%	0%	0%
Cond a)	SI	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>				
<b>No Troncal por permanencia insuficiente</b>				

6.3.1.9 Línea El Cobre - Laberinto 1x220 kV



Tramo:	ElCobr-Laber			
	2011	2012	2013	2014
P max	60%	21%	45%	69%
E	48%	1%	30%	77%
Cond a)	SI	NO	SI	SI
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>				
<b>No corresponde pronunciarse por encontrarse en construcción y no corresponder a una obra troncal determinada por Decreto del M. Energía</b>				

**6.3.1.10 Línea Encuentro - Tesoro 1x220 kV**



Tramo:	Encuen-Teso			
	2011	2012	2013	2014
P max	95%	13%	18%	14%
E	74%	0%	0%	0%
Cond a)	SI	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>				
<b>No Troncal por permanencia insuficiente</b>				

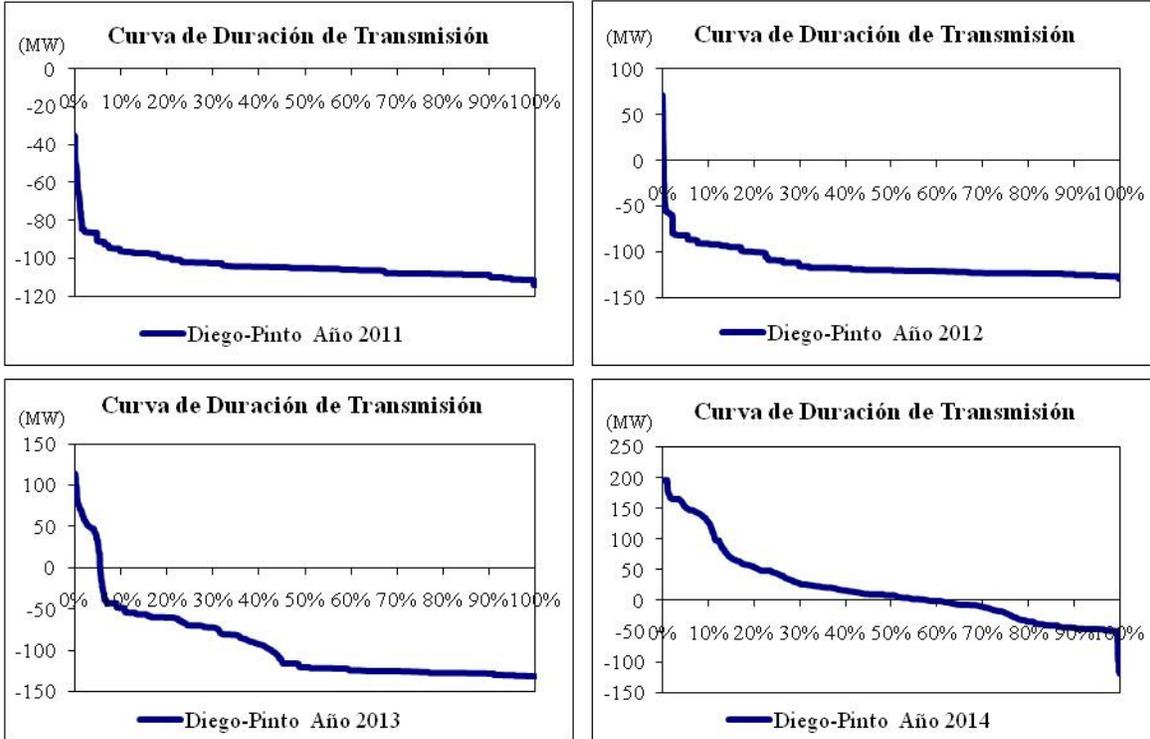
### **6.3.2 Resultados SIC**

En los siguientes puntos se realiza un análisis de los flujos en los tramos del sistema de transmisión del SIC de voltaje superior o igual a 220 kV.

La indisponibilidad forzada de las unidades generadoras se representó a través de una reducción de su capacidad máxima disponible, con el objeto de reducir los tiempos de procesamiento del modelo de despacho. Sin embargo, en el caso de la Central Taltal se efectuó un análisis adicional ajustando los resultados de los flujos de la línea Diego de Almagro - Carrera Pinto para tomar en cuenta en forma más precisa su indisponibilidad forzada.

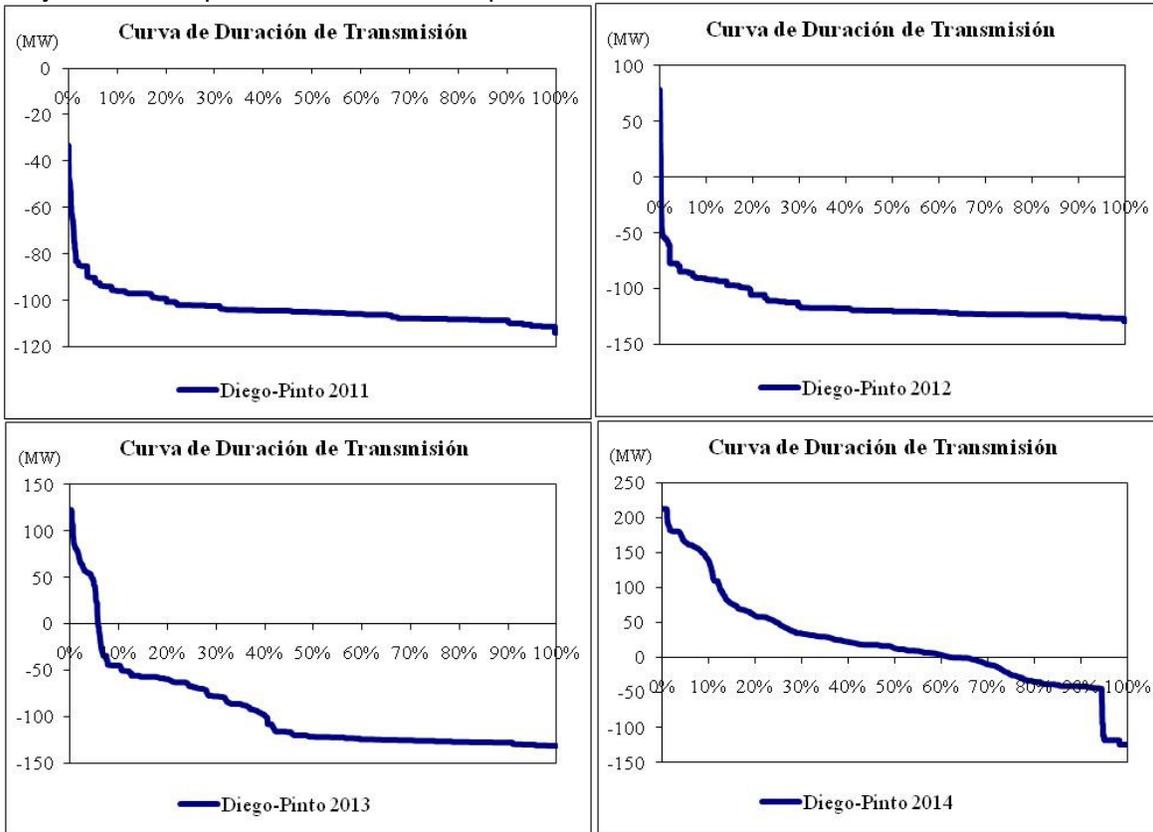
**6.3.2.1 Líneas Diego de Almagro – Carrera Pinto, Carrera Pinto – Cardones y Cardones – Maitencillo 2x220 kV**

Flujos con indisponibilidad promedio:

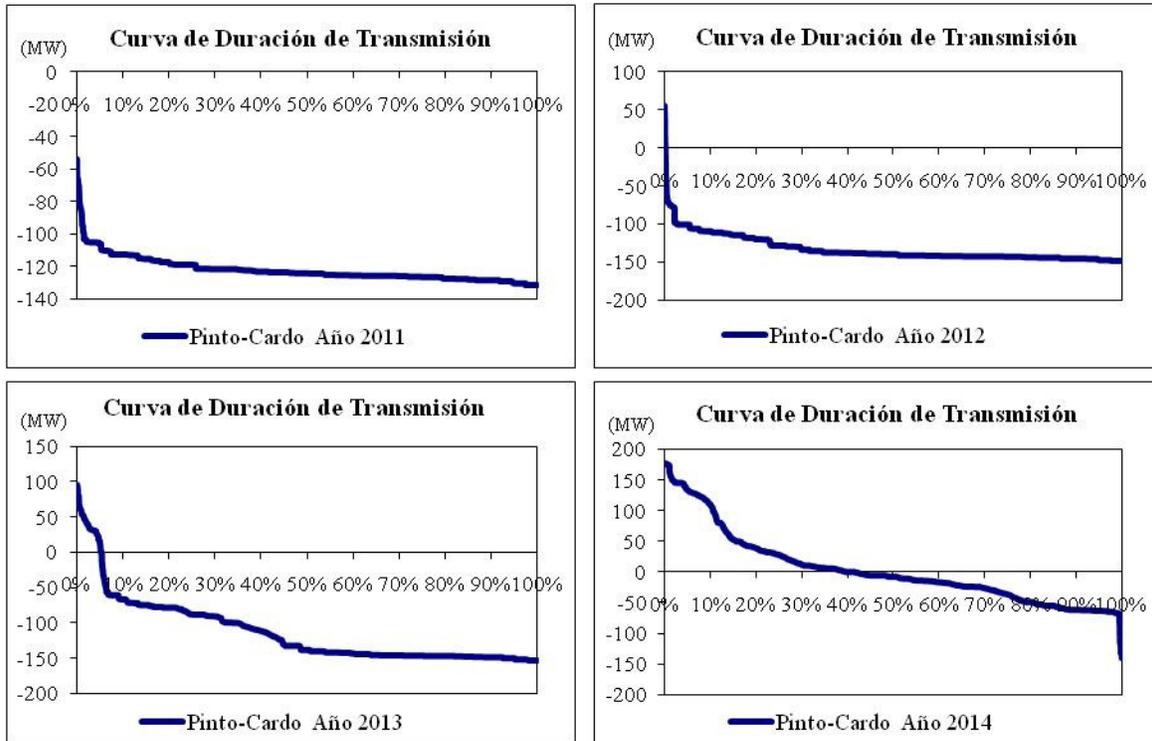


Tramo:	Diego-Pinto			
	2011	2012	2013	2014
P max	0%	55%	86%	60%
E	0%	0%	3%	36%
Cond a)	NO	NO	NO	SI
Cond c)				SI
Cond d)				SI
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	SI

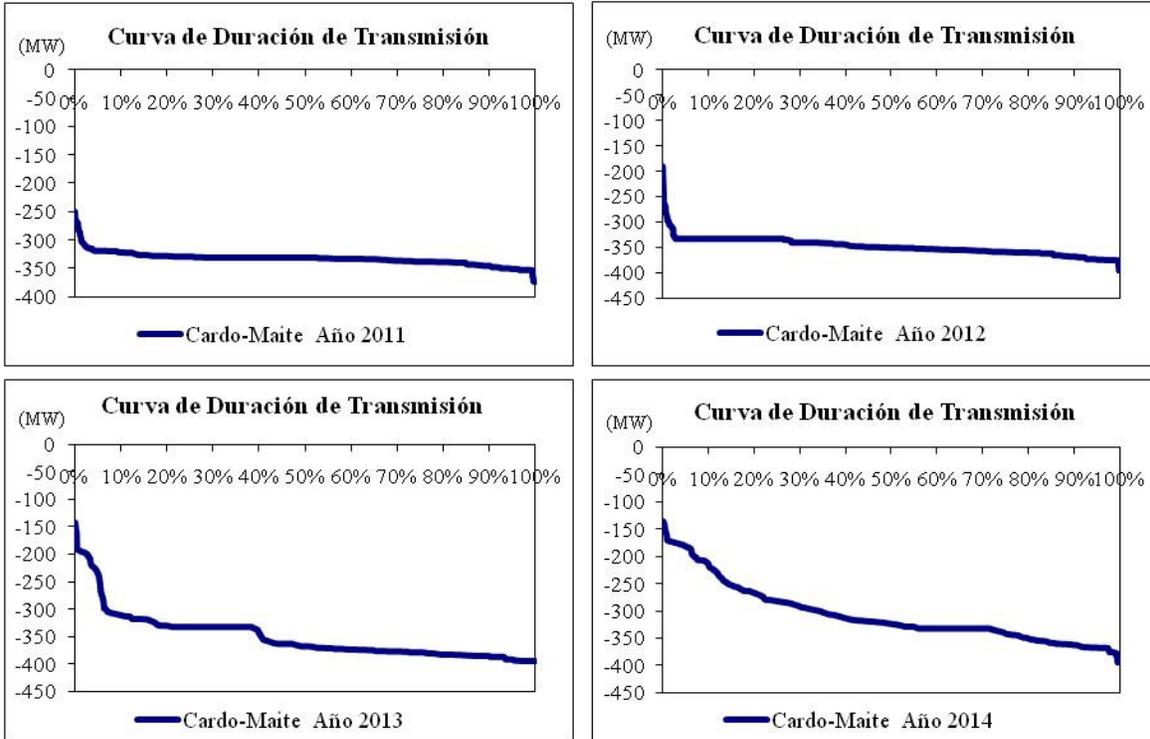
Flujos con indisponibilidad forzada explícita:



Tramo:	Diego-Pinto			
	2011	2012	2013	2014
P max	0%	61%	94%	59%
E	0%	0%	4%	42%
Cond a)	NO	NO	NO	SI
Cond c)				SI
Cond d)				SI
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	SI
<b>Troncal desde 2011 por pertenecer a troncal actual</b>				



Tramo:	Pinto-Cardo			
	2011	2012	2013	2014
P max	0%	37%	62%	79%
E	0%	0%	2%	87%
Cond a)	NO	NO	NO	SI
Cond c)				SI
Cond d)				SI
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	SI
<b>Troncal desde 2011 por pertenecer a troncal actual</b>				

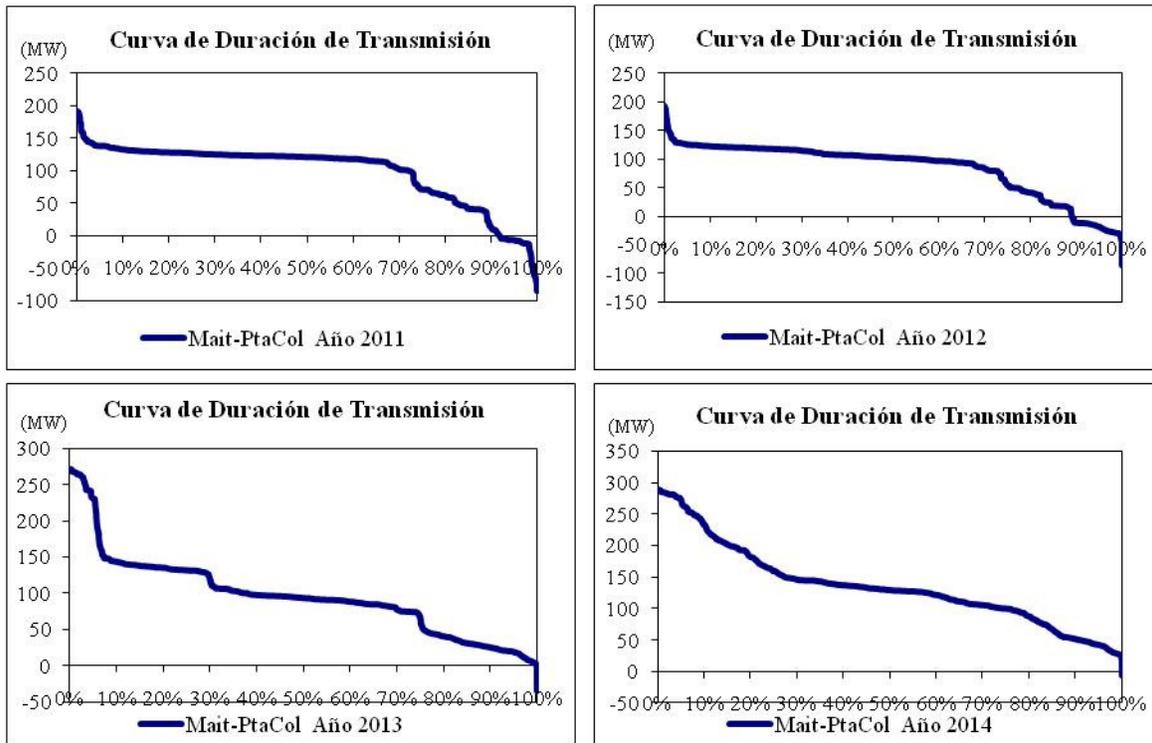


Tramo:	Cardo-Maite			
	2011	2012	2013	2014
P max	0%	0%	0%	0%
E	0%	0%	0%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por inciso 1º y 3º</b>				

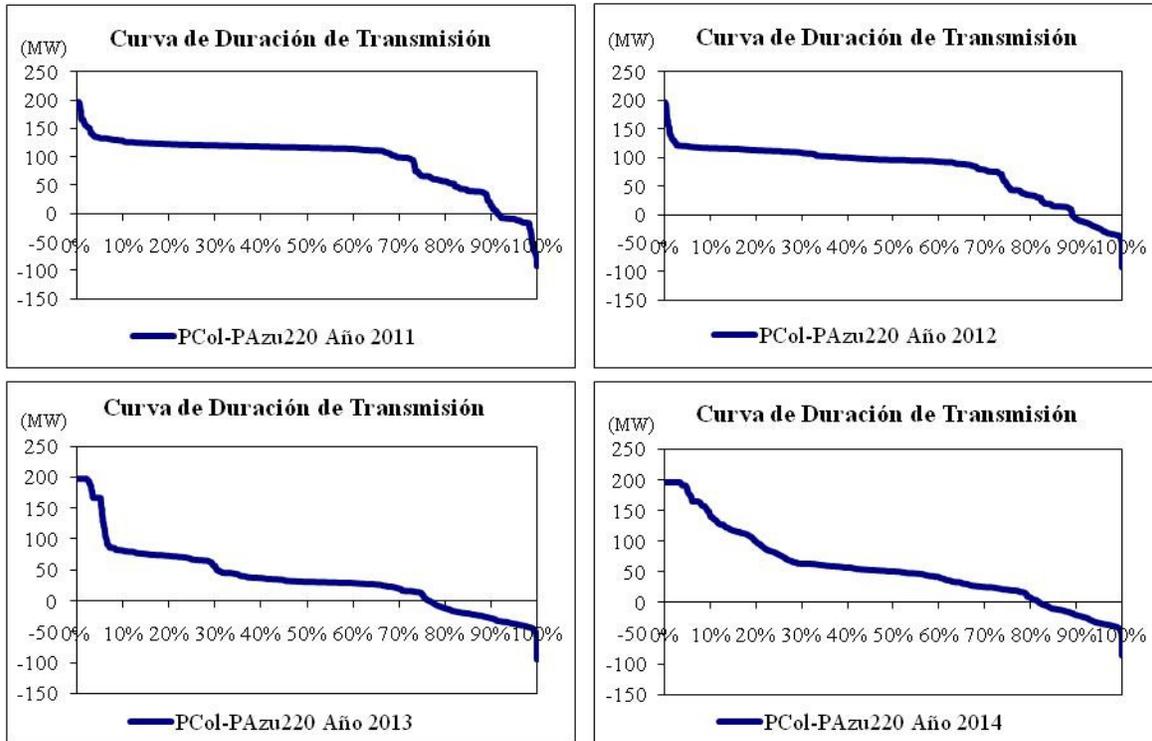
Los flujos por las líneas Diego de Almagro – Carrera Pinto y Carrera Pinto – Cardones cumplen los requisitos del Art 74 de la Ley para formar parte del Sistema Troncal.

La línea Cardones – Maitencillo 3x220 kV, por su parte, no cumple dichos requisitos pero ella debe formar parte del Sistema Troncal por cumplir los requisitos establecidos en los incisos primero y tercero del Art. 74.

### 6.3.2.2 Líneas Maitencillo – Punta Colorada y Punta Colorada – Pan de Azúcar 2x220 kV

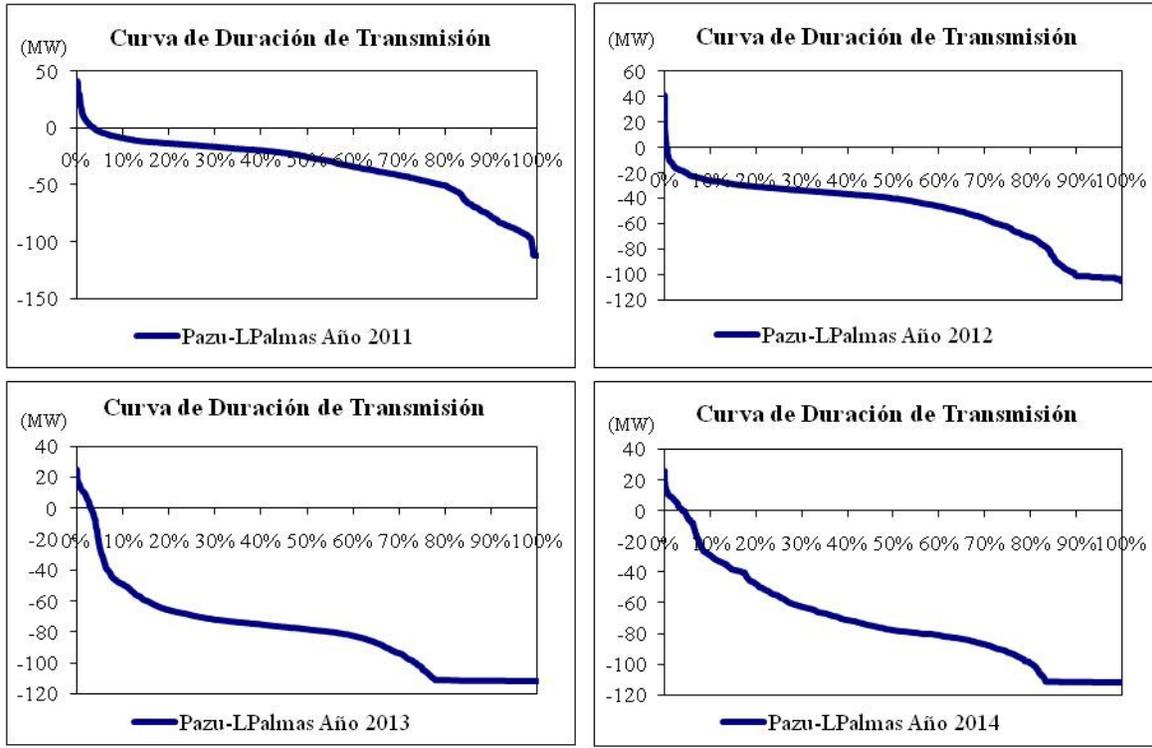


Tramo:	Mait-PtaCol			
	2011	2012	2013	2014
P max	44%	45%	13%	2%
E	1%	2%	0%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por inciso 3º</b>				

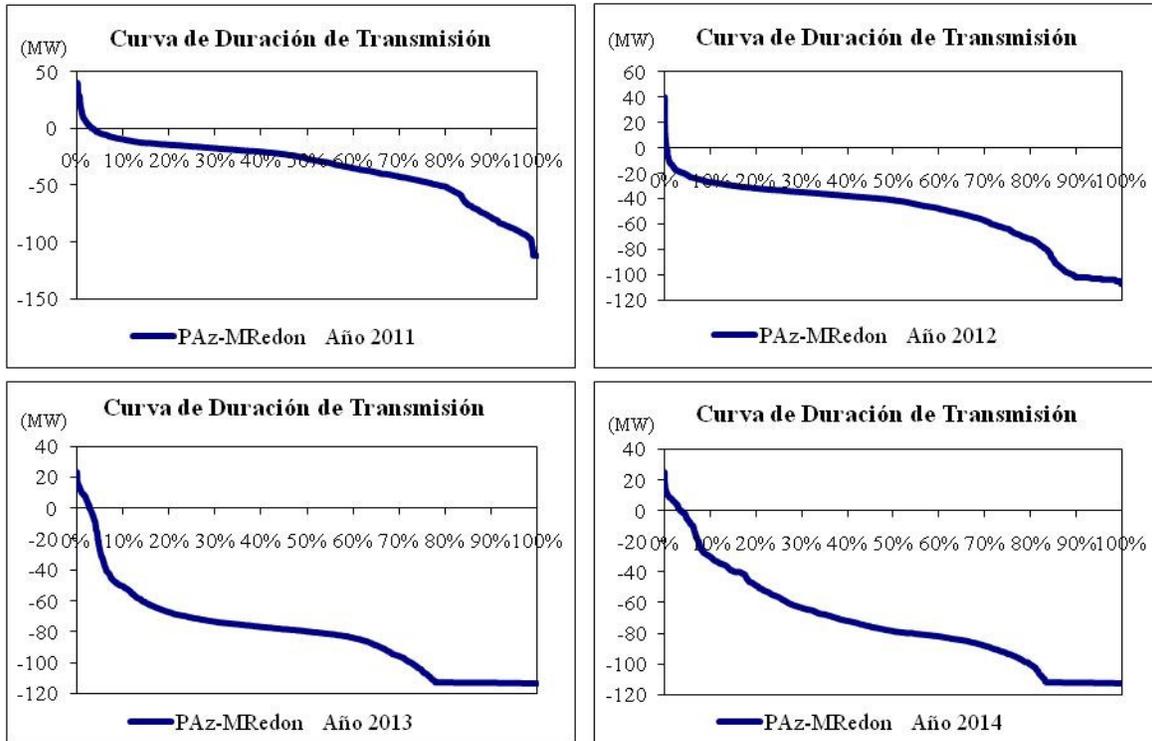


Tramo:	PCol-PAzu220			
	2011	2012	2013	2014
P max	47%	47%	48%	44%
E	2%	3%	14%	7%
Cond a)	NO	NO	SI	NO
Cond c)			SI	
Cond d)			SI	
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	SI	NO
<b>Troncal desde 2011 por pertenecer a troncal actual</b>				

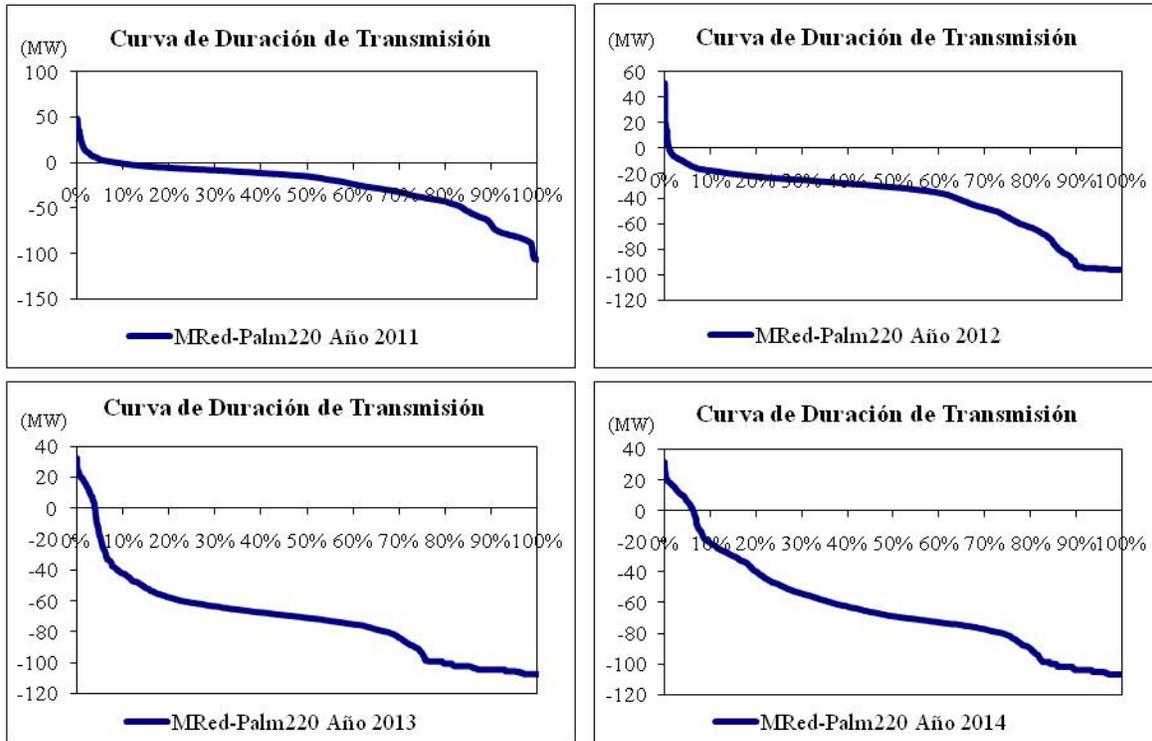
**6.3.2.3 Líneas Pan de Azúcar – Las Palmas, Las Palmas – Los Vilos y Los Vilos - Nogales 2x220 kV**



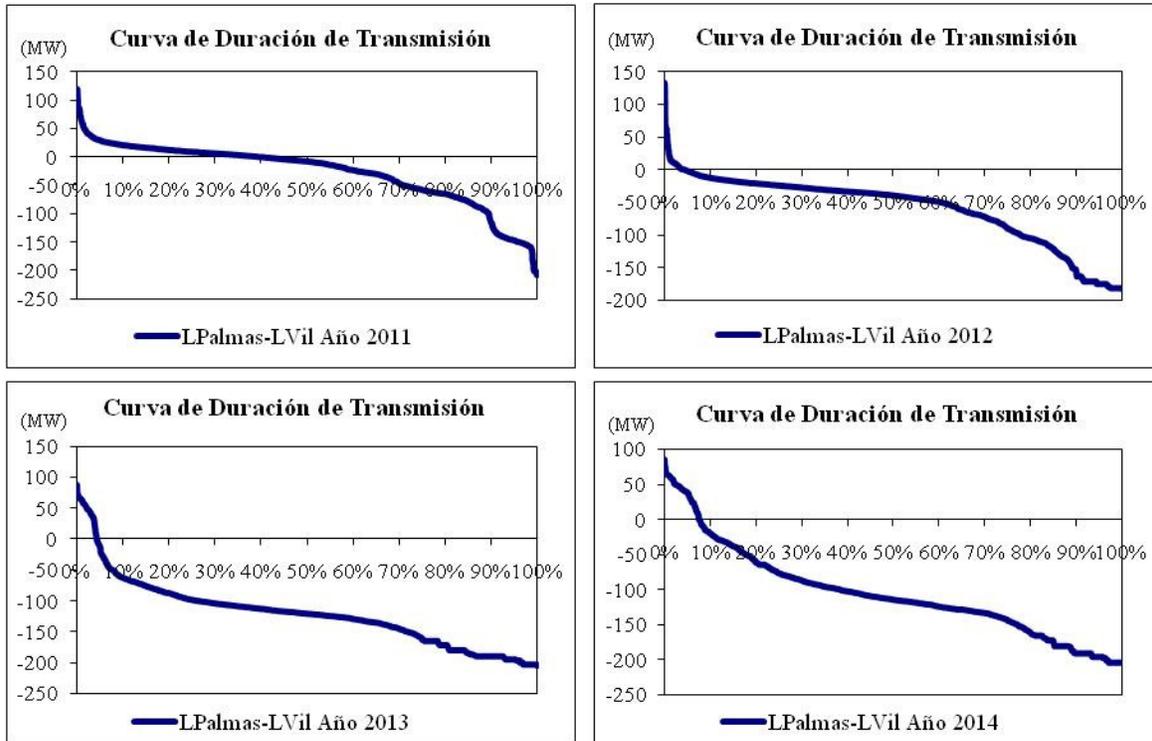
Tramo:	Pazu-LPalmas			
	2011	2012	2013	2014
P max	37%	40%	22%	23%
E	1%	0%	0%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por inciso 3º</b>				



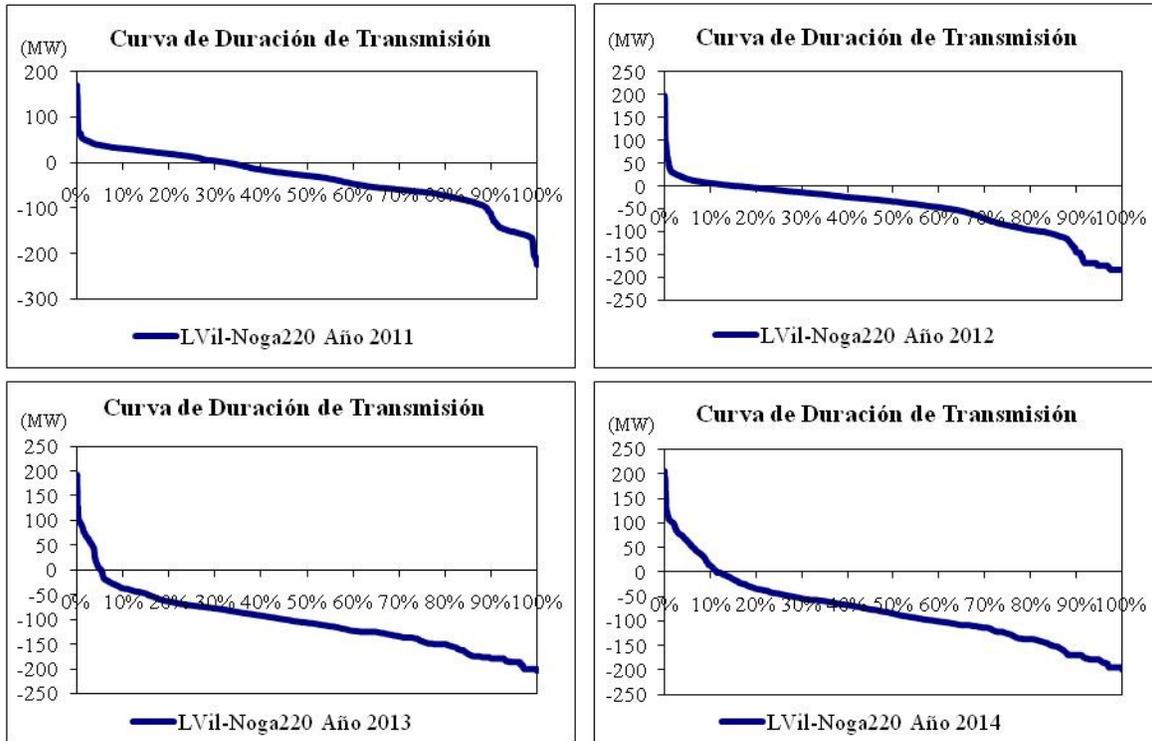
Tramo:	PAz-MRedon			
	2011	2012	2013	2014
P max	35%	37%	21%	22%
E	1%	0%	0%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por inciso 3º</b>				



Tramo: MRed-Palm220				
	2011	2012	2013	2014
P max	45%	53%	30%	29%
E	3%	0%	1%	1%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por inciso 3º</b>				

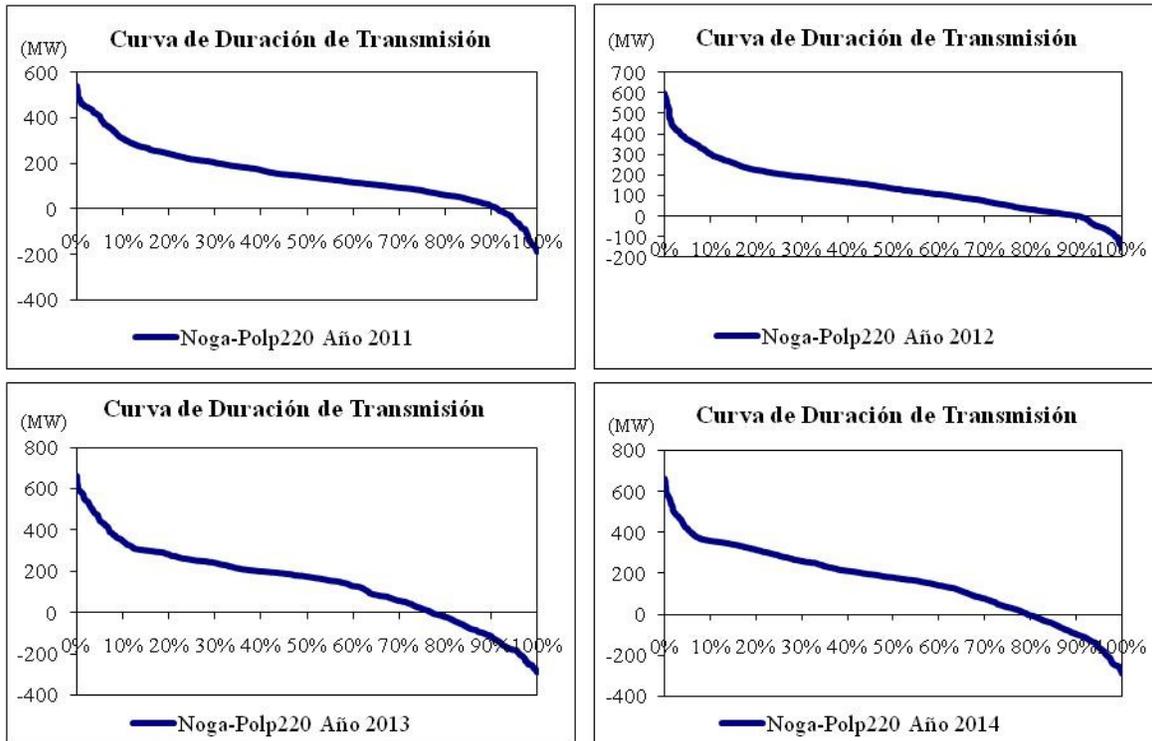


Tramo:	LPalmas-LVil			
	2011	2012	2013	2014
P max	57%	73%	43%	42%
E	20%	1%	2%	3%
Cond a)	SI	NO	NO	NO
Cond c)	SI			
Cond d)	SI			
<b>inciso 2º</b>	SI	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por pertenecer a troncal actual</b>				

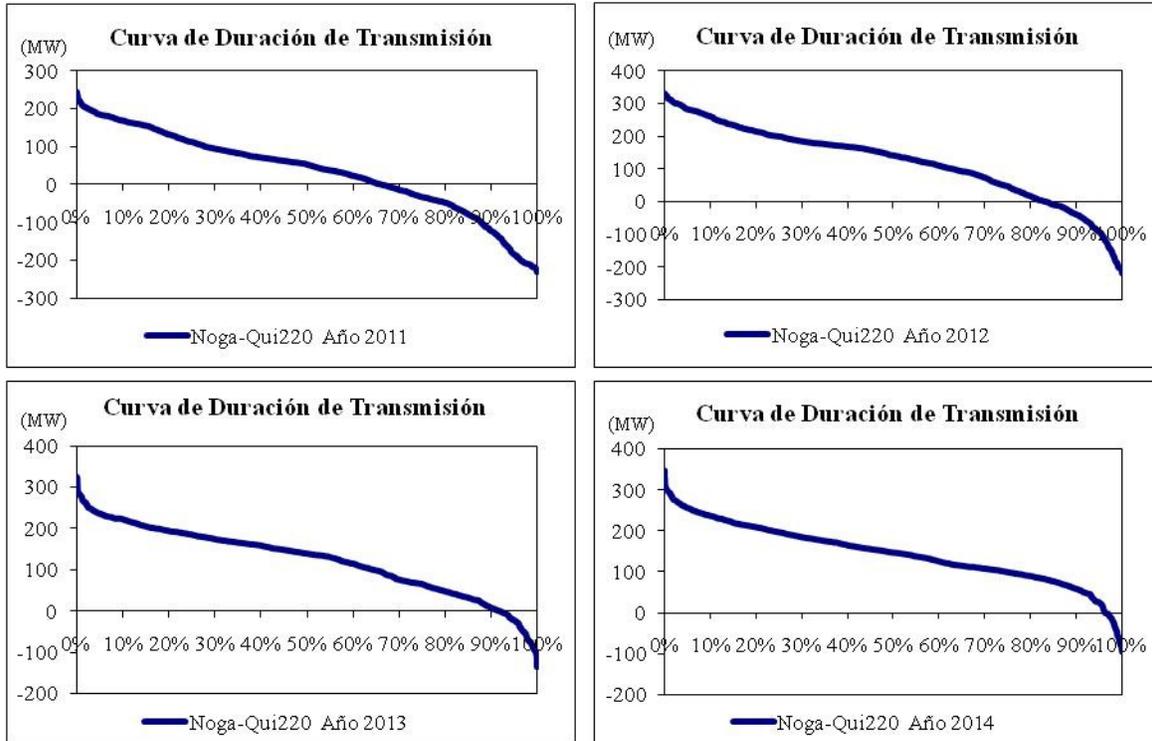


Tramo:	LVil-Noga220			
	2011	2012	2013	2014
P max	76%	92%	94%	96%
E	20%	5%	3%	8%
Cond a)	SI	NO	NO	NO
Cond c)	SI			
Cond d)	SI			
<b>inciso 2º</b>	SI	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por pertenecer a troncal actual</b>				

### 6.3.2.4 Líneas Nogales – Polpaico y Nogales - Quillota 2x220 kV

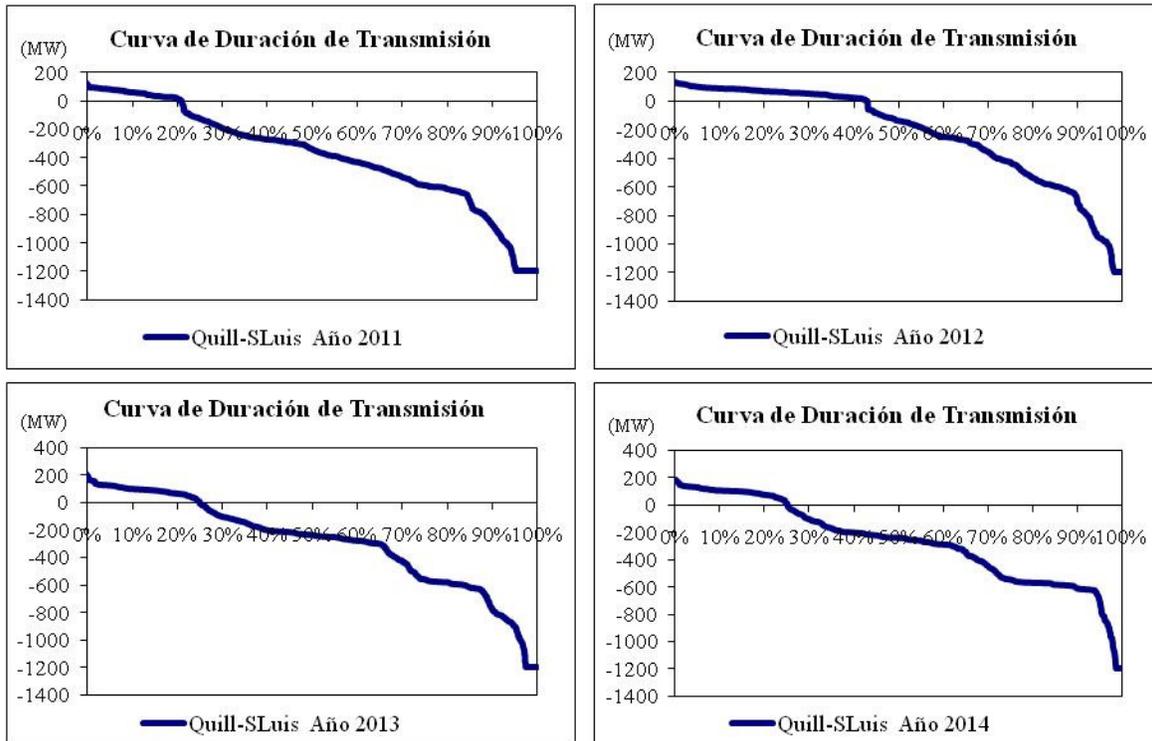


Tramo:	Noga-Polp220			
	2011	2012	2013	2014
P max	35%	26%	44%	44%
E	4%	4%	16%	13%
Cond a)	NO	NO	SI	SI
Cond c)			SI	SI
Cond d)			SI	SI
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	SI	SI
<b>Troncal desde su puesta en servicio por ser obra nueva con Decreto</b>				

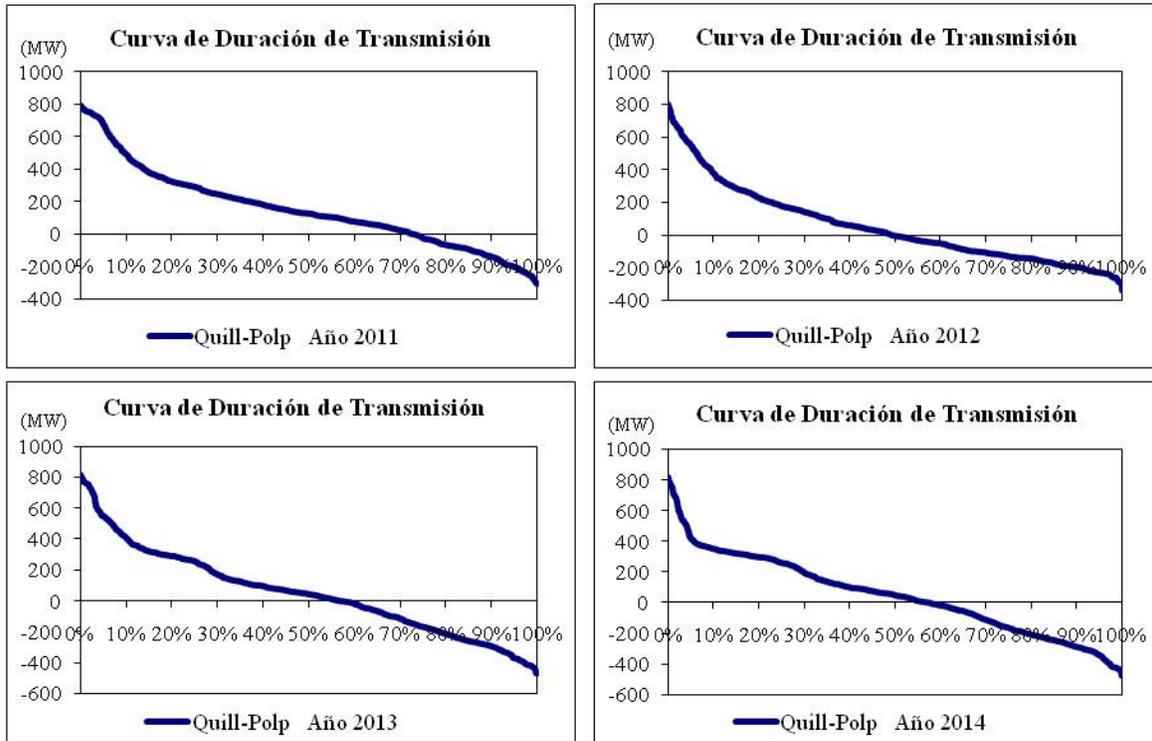


Tramo:	Noga-Qui220			
	2011	2012	2013	2014
P max	95%	66%	42%	28%
E	46%	9%	3%	1%
Cond a)	SI	NO	NO	NO
Cond c)	SI			
Cond d)	SI			
<b>inciso 2º</b>	SI	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por pertenecer a troncal actual</b>				

### 6.3.2.5 Líneas Quillota – San Luis y Quillota - Polpaico 2x220 kV



Tramo:	Quill-SLuis			
	2011	2012	2013	2014
P max	10%	11%	17%	15%
E	3%	11%	8%	8%
Cond a)	NO	SI	NO	NO
Cond c)		SI		
Cond d)		SI		
<b>inciso 2º</b>	NO	SI	NO	NO
<b>No Troncal por permanencia insuficiente</b>				



Tramo:	Quill-Polp			
	2011	2012	2013	2014
P max	39%	42%	57%	58%
E	18%	55%	62%	63%
Cond a)	SI	SI	SI	SI
Cond c)	SI	SI	SI	SI
Cond d)	SI	SI	SI	SI
<b>inciso 2º</b>	SI	SI	SI	SI
<b>Troncal</b>				

Esta línea cumple con todas las condiciones que establece el Art 74 para ser considerada como instalación integrante del Sistema Troncal del SIC.

### **6.3.2.6 Línea Polpaico – Cerro Navia 2x220 kV, Cerro Navia – Chena 2x220 kV, Chena - Alto Jahuel 4x220 kV y transformadores 500/220 kV de Alto Jahuel**

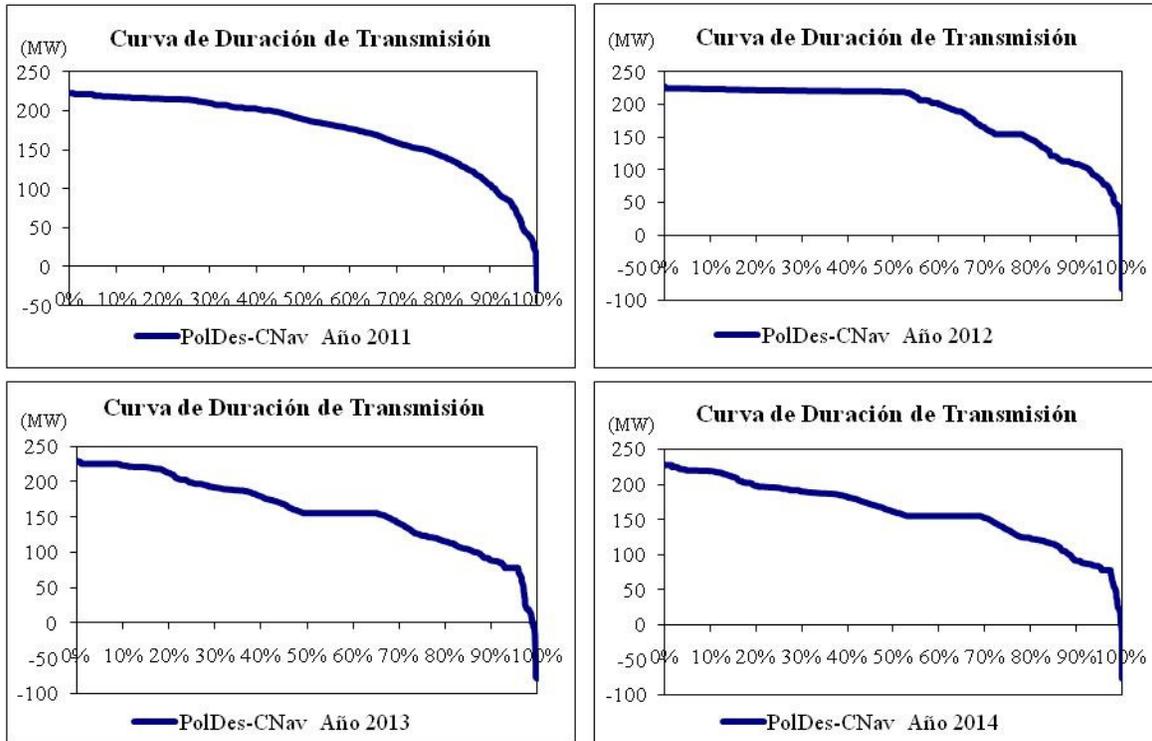
Se ha considerado conveniente analizar en conjunto estos tres tramos de líneas de 220 kV, y el tramo de transformación 500/220 kV de Alto Jahuel, debido a que la transmisión por ellos está controlada directa o indirectamente por los equipos desfasadores instalados en la Subestación Cerro Navia. Estos equipos permiten operar adecuadamente estas líneas de 220 kV en paralelo con la línea de 500 kV Polpaico – Alto Jahuel, distribuyendo los flujos entre ellas, aprovechando sus capacidades de transmisión y evitando que se sobrecarguen por el efecto de las altas demandas servidas en 220 kV desde las subestaciones Cerro Navia, Chena y Alto Jahuel.

Es así como en situaciones de alta generación térmica al norte de Polpaico, la operación de los desfasadores permite derivar parte de los flujos que llegan a Polpaico desde el norte, por la línea de 500 kV hacia Alto Jahuel, posibilitando una alimentación equilibrada tanto desde el norte como desde el sur a la red de subtransmisión de 110 kV de Chilectra.

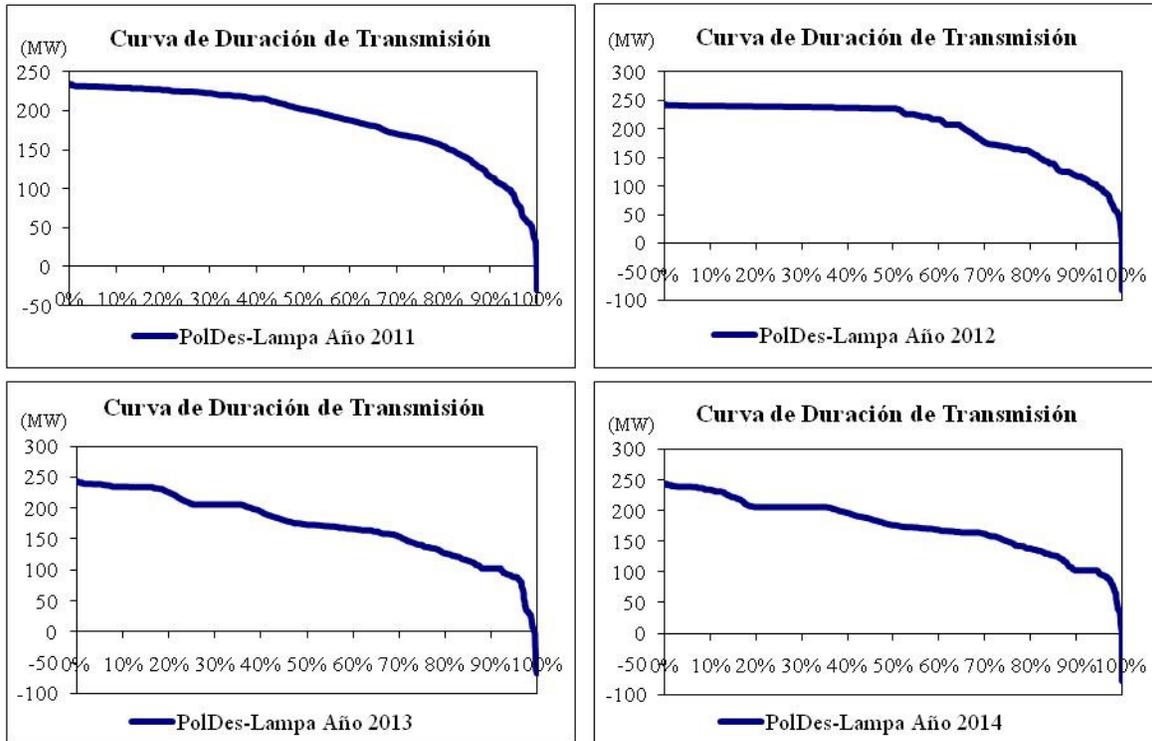
En situaciones de alta generación hidroeléctrica al sur de Alto Jahuel, la operación de los desfasadores permite derivar parte de los flujos que llegan desde el sur, por la línea de 500 kV hacia Polpaico, posibilitando la alimentación equilibrada ya mencionada a la red de subtransmisión de 110 kV de Chilectra.

Resulta por lo tanto que el análisis individual de las transmisiones de cada uno de estos tramos no permite visualizar su operación conjunta controlada por los desfasadores que se ha descrito, lo que daría origen a una calificación de las líneas que no se condice con su importancia para la operación y el abastecimiento del sistema en esta zona.

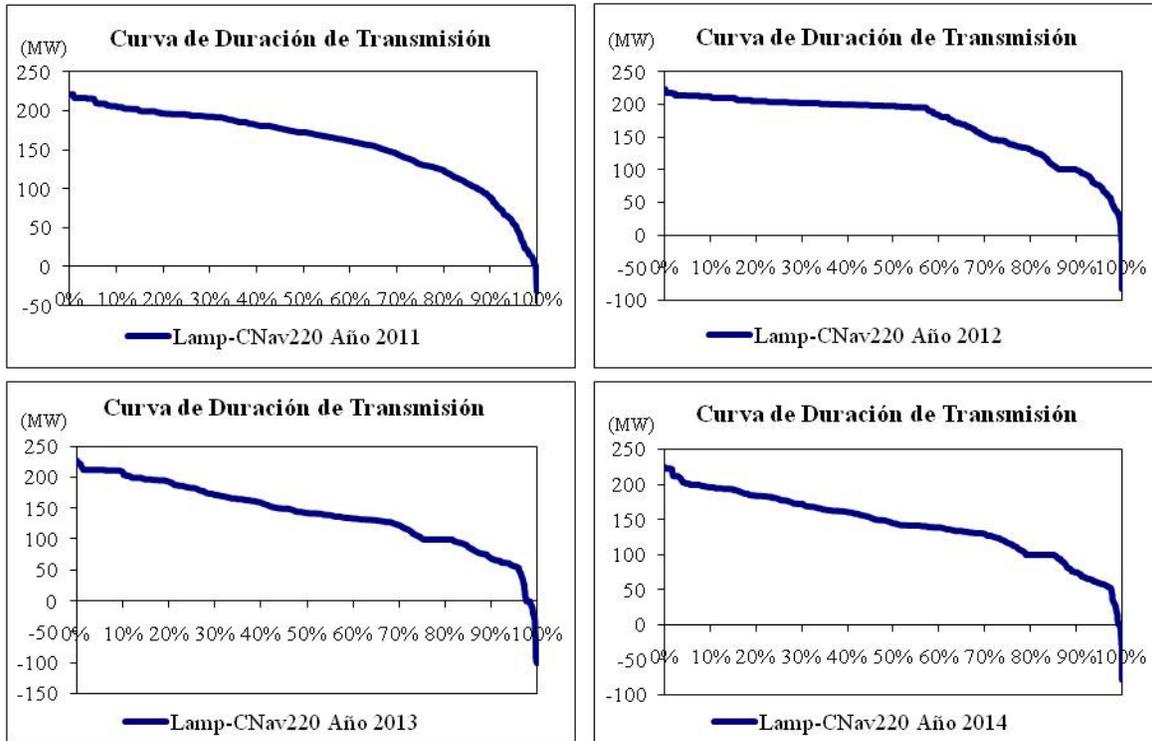
Por estas razones, el Consultor considera que estas líneas y sus equipos de control asociados, así como el tramo de transformación 500/220 kV de Alto Jahuel deben ser calificados como instalaciones pertenecientes al sistema troncal del SIC.



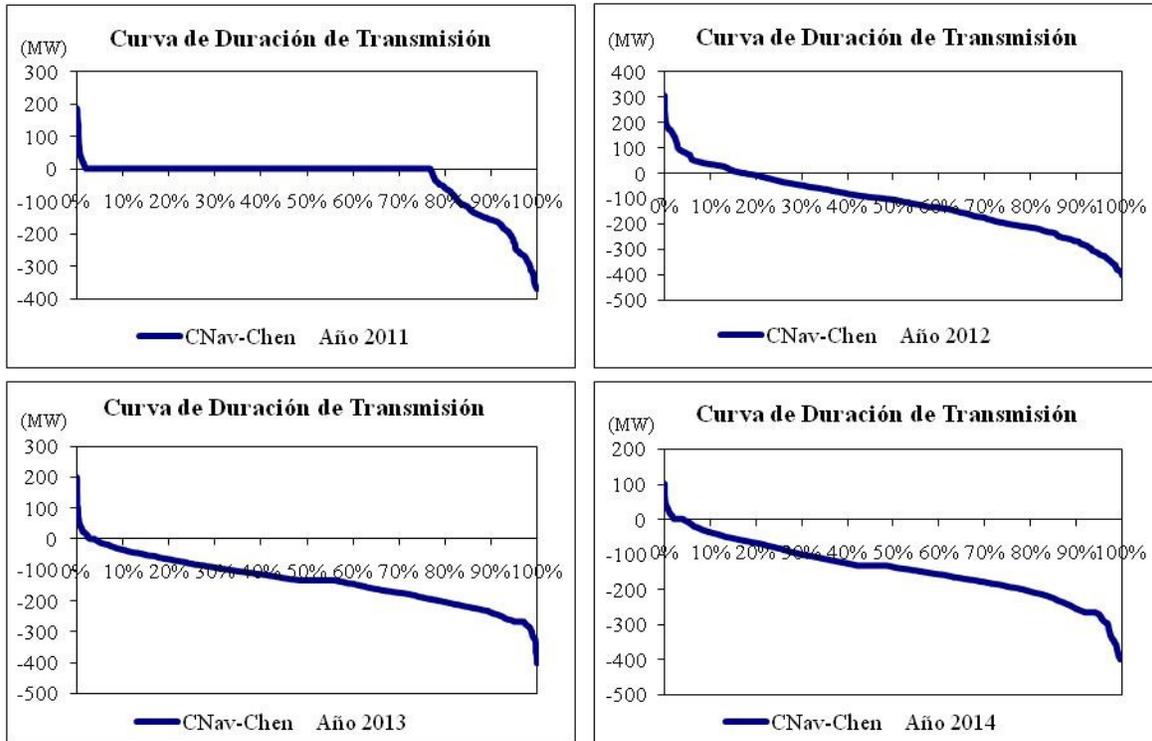
Tramo:	PolDes-CNav			
	2011	2012	2013	2014
P max	14%	36%	35%	34%
E	0%	0%	0%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por inciso 1º</b>				



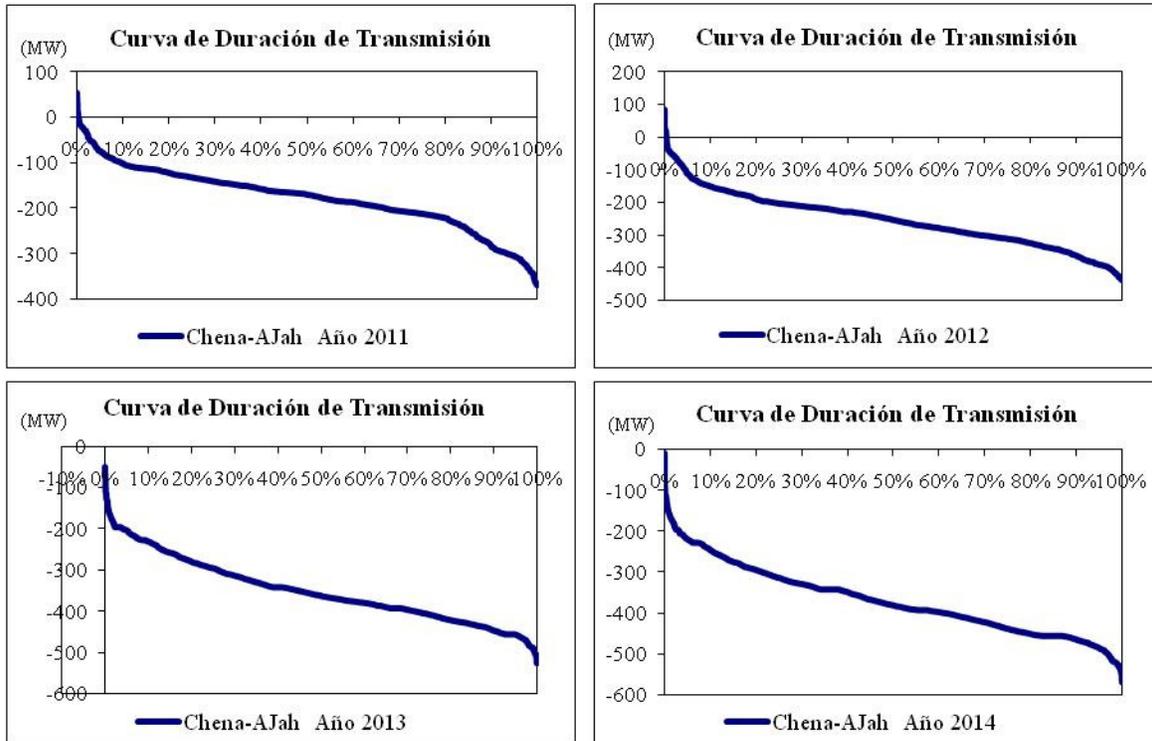
Tramo:	PolDes-Lampa			
	2011	2012	2013	2014
P max	13%	34%	27%	31%
E	0%	0%	0%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por inciso 1º</b>				



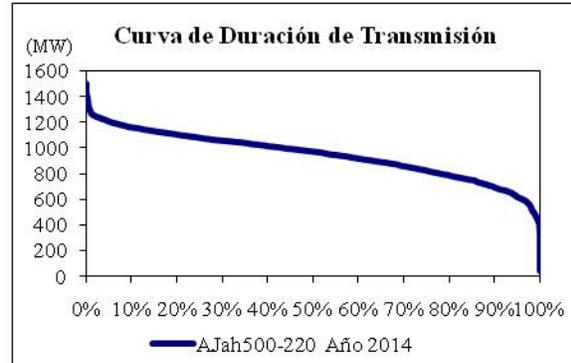
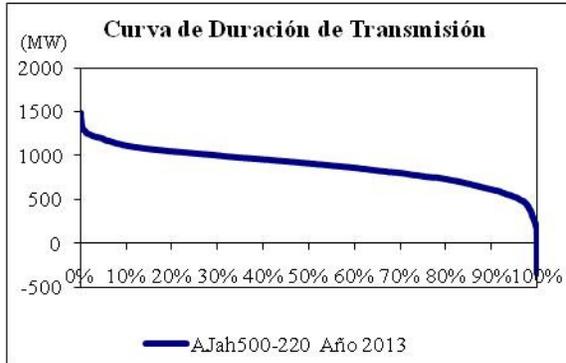
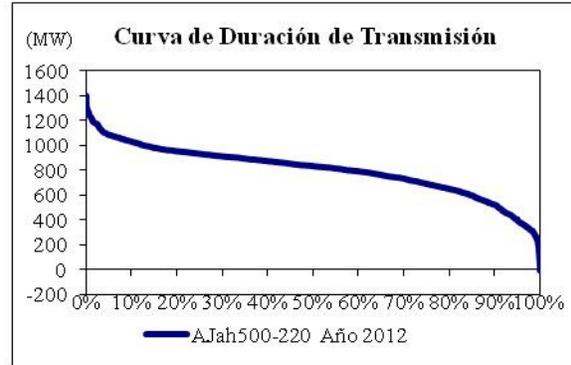
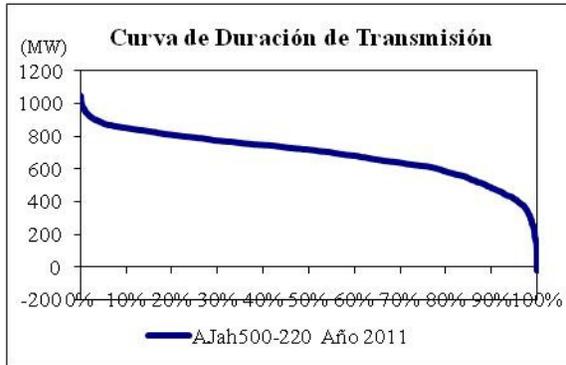
Tramo:	Lamp-CNav220			
	2011	2012	2013	2014
P max	14%	37%	44%	35%
E	0%	0%	0%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por inciso 1º</b>				



Tramo:	CNav-Chen			
	2011	2012	2013	2014
P max	50%	76%	50%	25%
E	3%	8%	1%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por inciso 1º</b>				

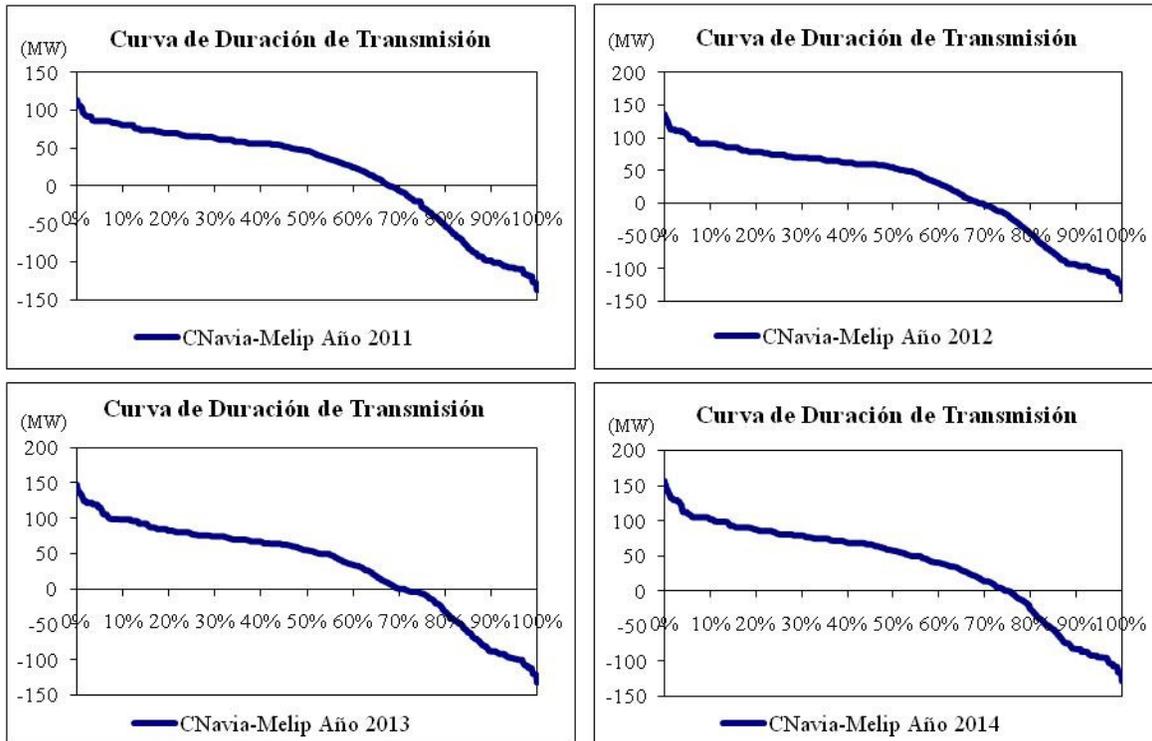


Tramo:	Chena-AJah			
	2011	2012	2013	2014
P max	14%	19%	0%	0%
E	0%	0%	0%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por inciso 1º</b>				

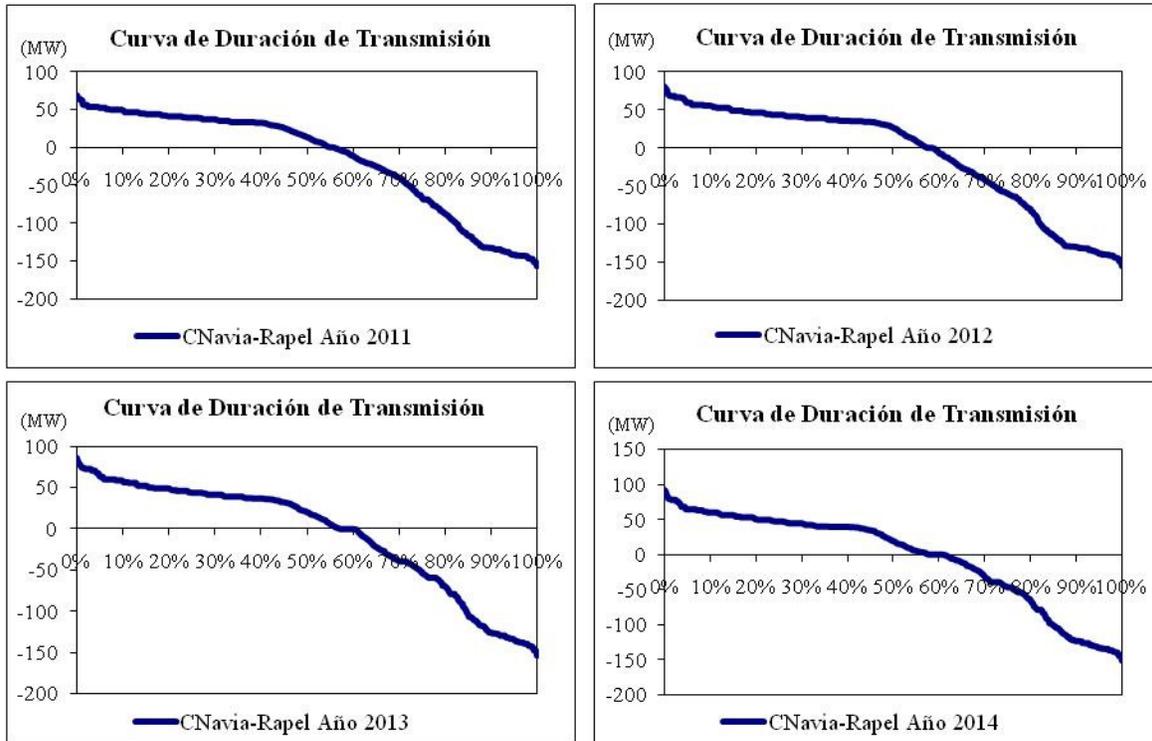


Tramo:	AJah500-220			
	2011	2012	2013	2014
P max	2%	1%	24%	0%
E	0%	0%	0%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por inciso 1º</b>				

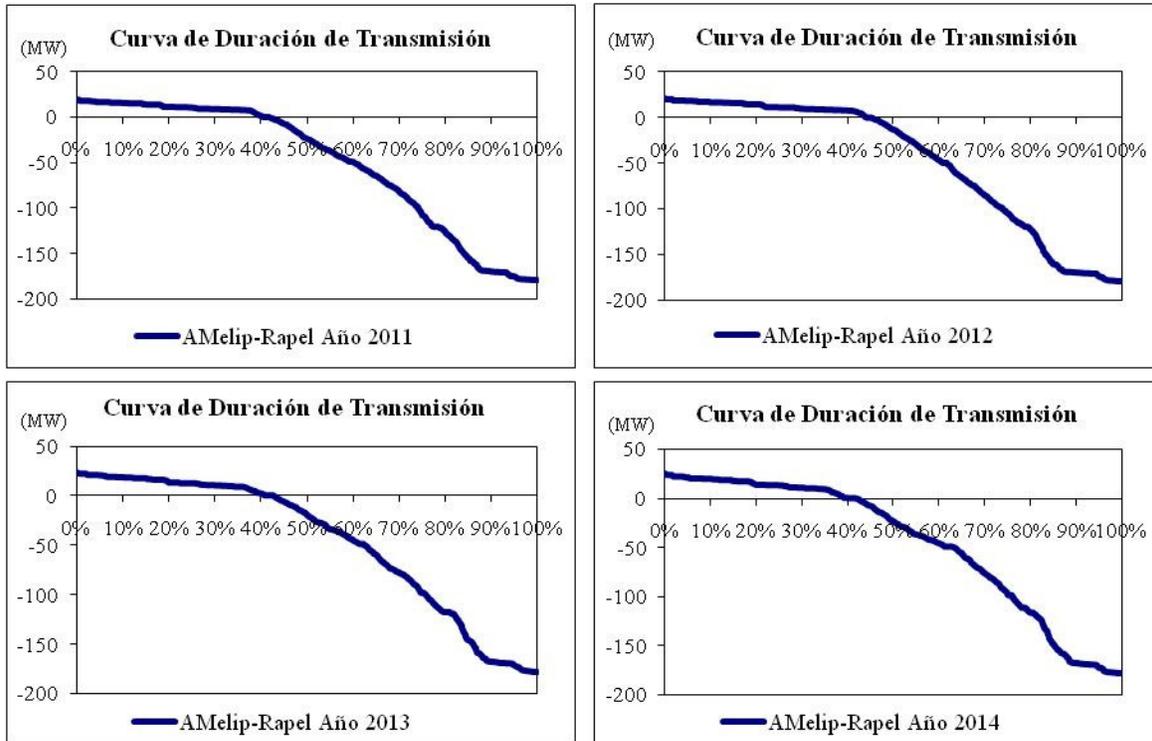
### 6.3.2.7 Línea Rapel – Alto Melipilla - Cerro Navia 2x220 kV



Tramo:	CNavia-Melip			
	2011	2012	2013	2014
P max	83%	98%	90%	82%
E	55%	45%	36%	31%
Cond a)	SI	SI	SI	SI
Cond c)	SI	SI	SI	SI
Cond d)	SI	SI	SI	SI
<b>inciso 2º</b>	SI	SI	SI	SI
<b>Troncal desde 2011</b>				

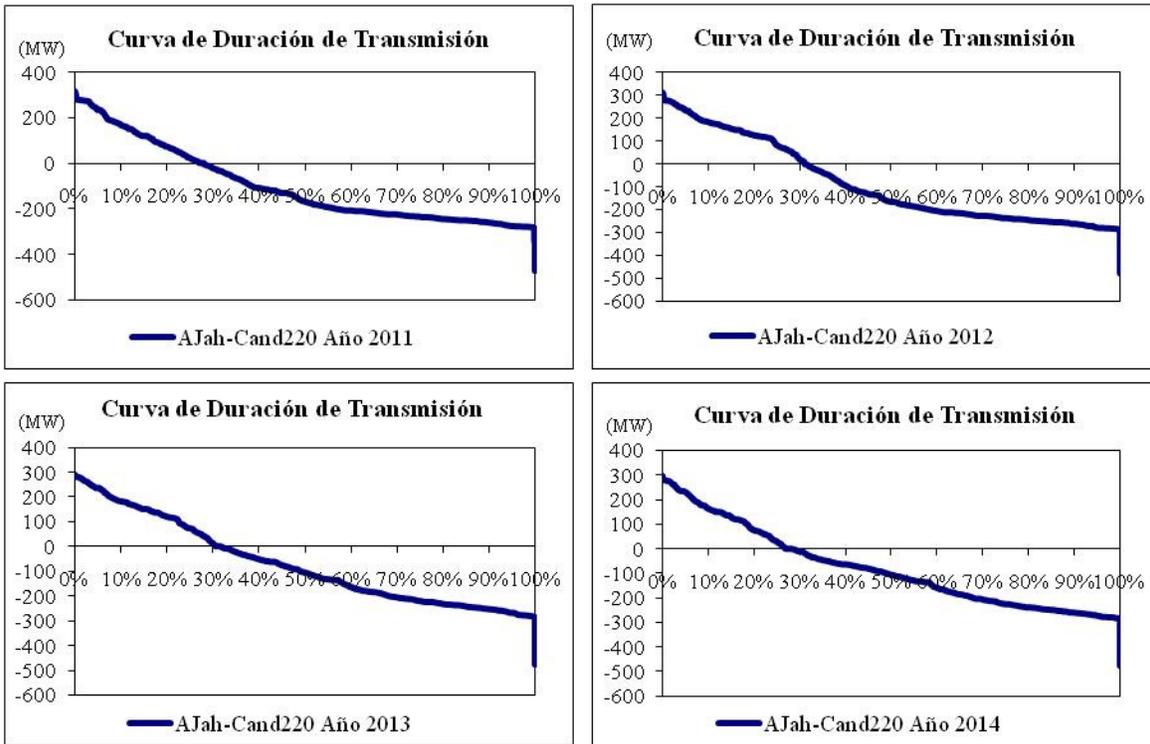


Tramo:	CNavia-Rapel			
	2011	2012	2013	2014
P max	44%	52%	56%	61%
E	57%	70%	79%	86%
Cond a)	SI	SI	SI	SI
Cond c)	SI	SI	SI	SI
Cond d)	SI	SI	SI	SI
<b>inciso 2º</b>	SI	SI	SI	SI
<b>Troncal desde 2011</b>				



Tramo:	AMelip-Rapel			
	2011	2012	2013	2014
P max	11%	12%	13%	14%
E	9%	11%	11%	11%
Cond a)	NO	SI	SI	SI
Cond c)		SI	SI	SI
Cond d)		SI	SI	SI
<b>inciso 2º</b>	NO	SI	SI	SI
<b>Troncal desde 2011 por condición e)</b>				

**6.3.2.8 Línea Alto Jahuel – Maipo – Candelaria 2x220 kV**

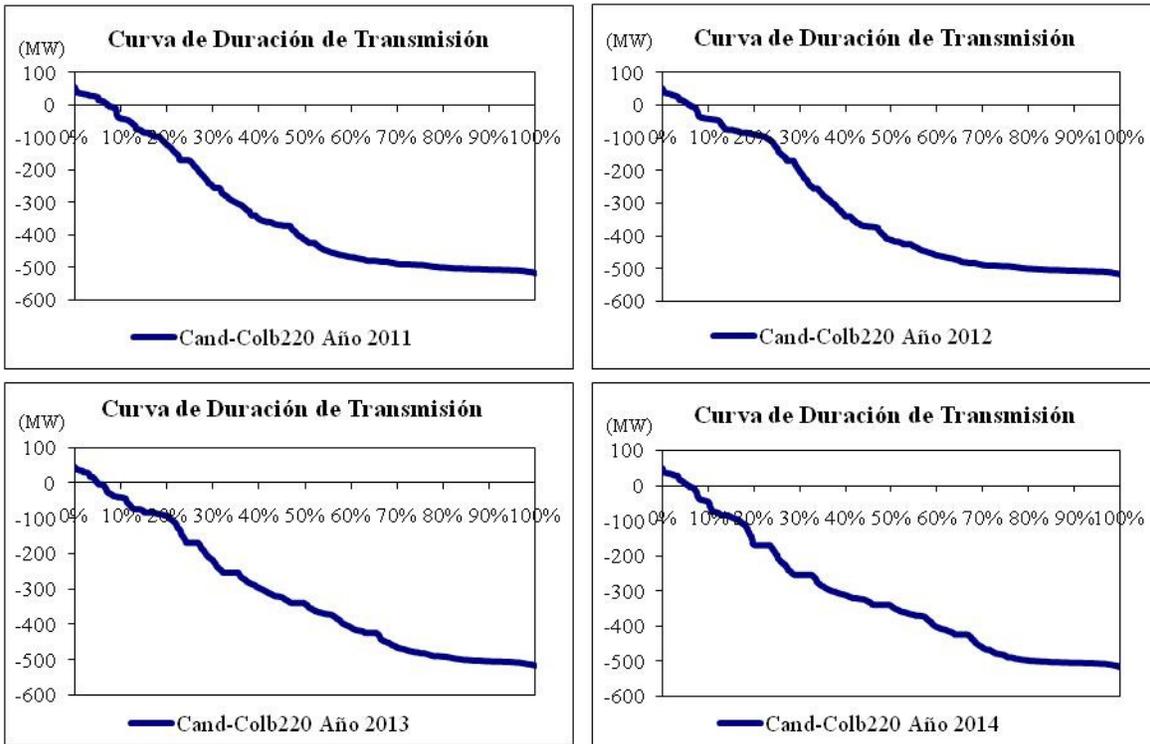


Tramo:	AJah-Cand220			
	2011	2012	2013	2014
P max	67%	66%	60%	62%
E	27%	36%	39%	32%
Cond a)	SI no	SI no	SI no	SI no
Cond c)	excluye	excluye	excluye	excluye
Cond d)	SI	SI	SI	SI
<b>inciso 2º</b>	SI	SI	SI	SI
<b>Troncal desde 2011</b>				

La línea Alto Jahuel – Maipo – Candelaria, presenta flujos bidireccionales todos los años del periodo de análisis debido a que cuando las Centrales Colbún, Machicura, Chiburgo y Candelaria no son despachadas o lo son con un nivel de generación reducido, la demanda neta de la Subestación Minero, descontada la inyección de las Centrales Coya y Pungal, se alimenta desde Alto Jahuel, invirtiendo los flujos en la línea Maipo – Candelaria.

Esta línea, junto con la Subestación Maipo y la línea de 220 kV Maipo – Alto Jahuel deben por lo tanto formar parte del Sistema Troncal.

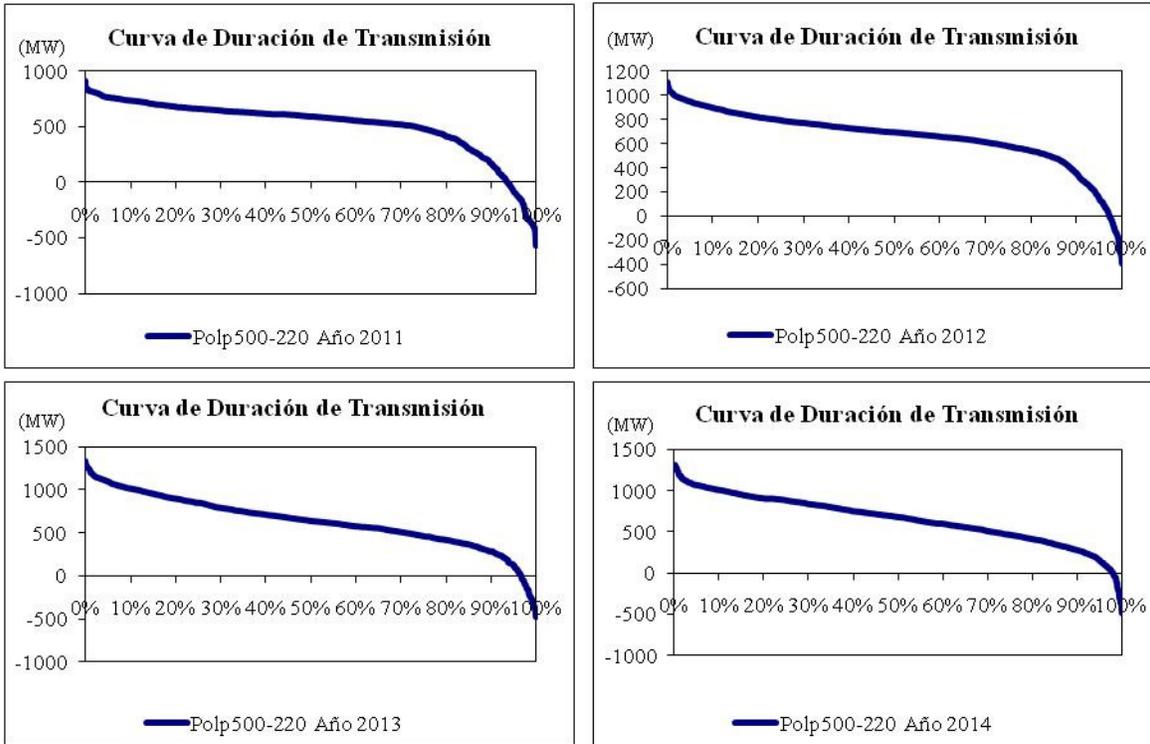
**6.3.2.9 Línea Candelaria – Colbún 2x220 kV**



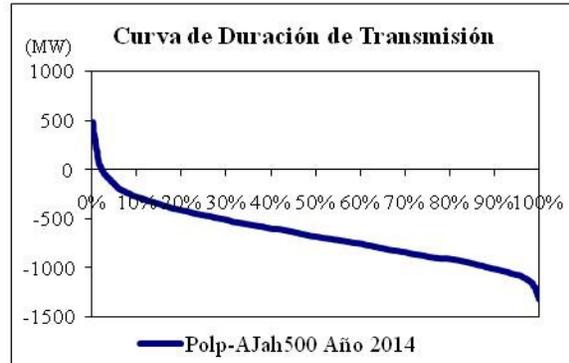
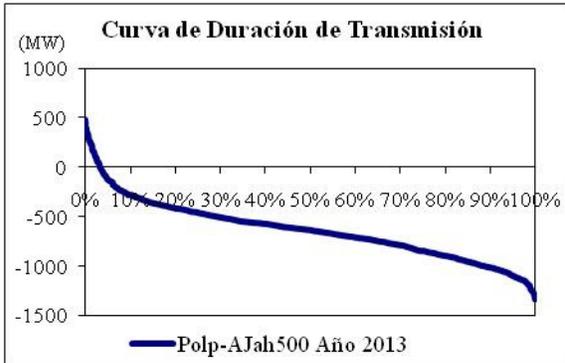
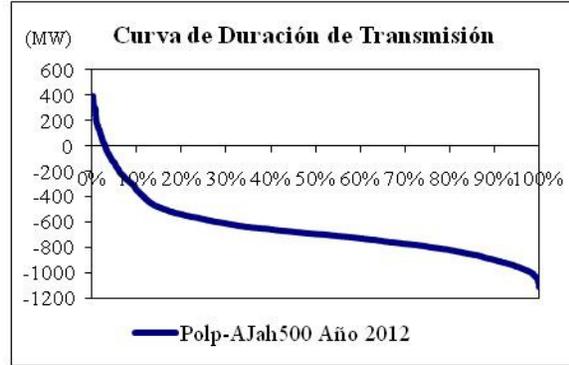
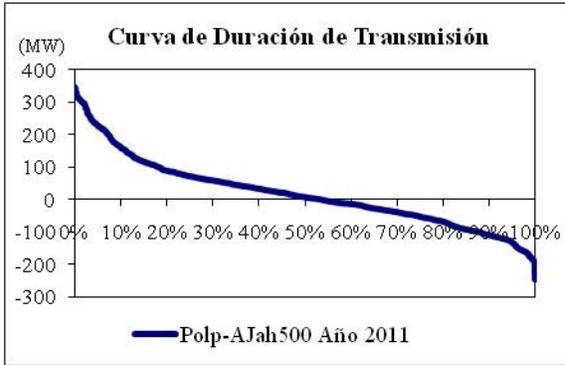
Tramo:	Cand-Colb220			
	2011	2012	2013	2014
P max	11%	10%	8%	9%
E	1%	0%	0%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>No Troncal</b>				

Esta línea no cumple los requisitos establecidos para formar parte de las instalaciones del Sistema Troncal.

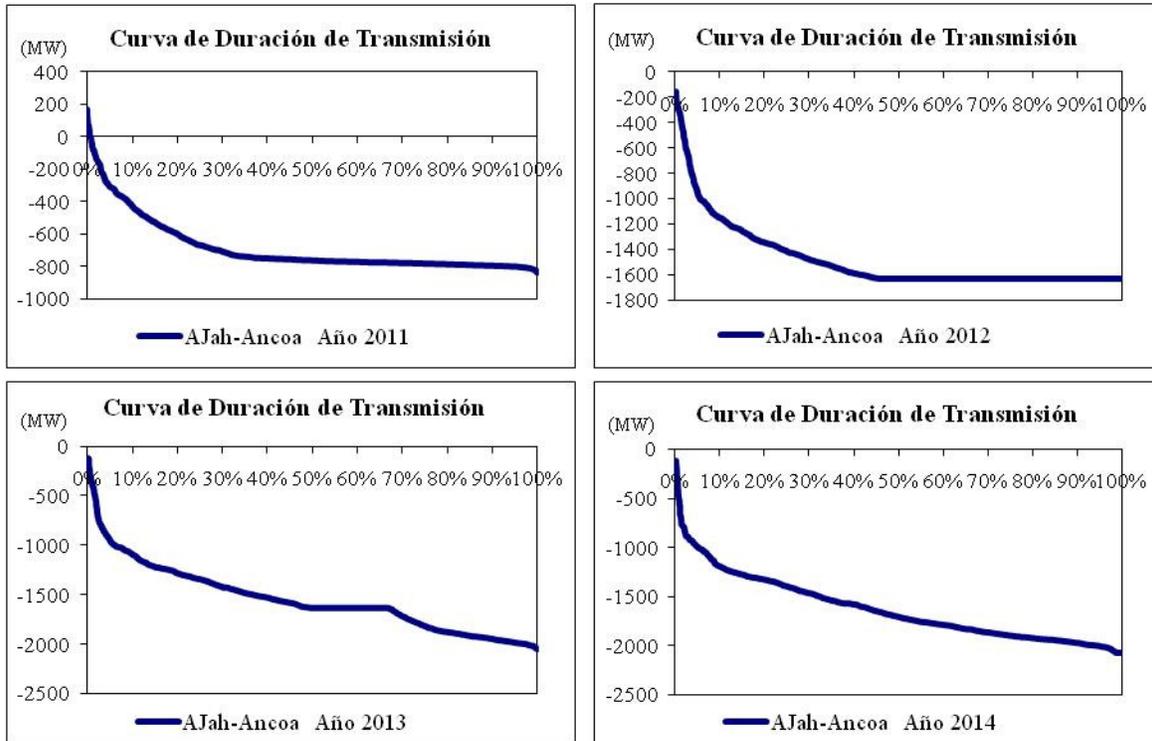
**6.3.2.10 Líneas Polpaico - Alto Jahuel, Alto Jahuel – Ancoa, Polpaico - Ancoa y Ancoa – Charrúa 500 kV y transformadores 500/200 kV Polpaico y Charrúa**



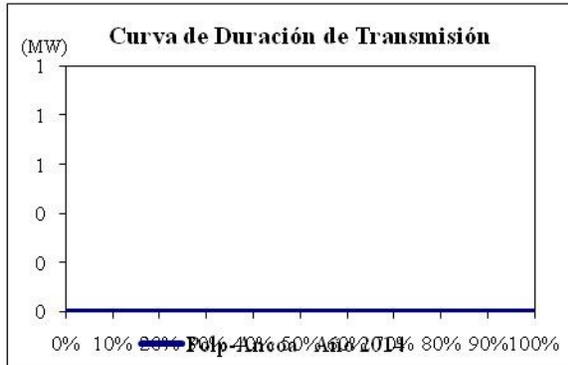
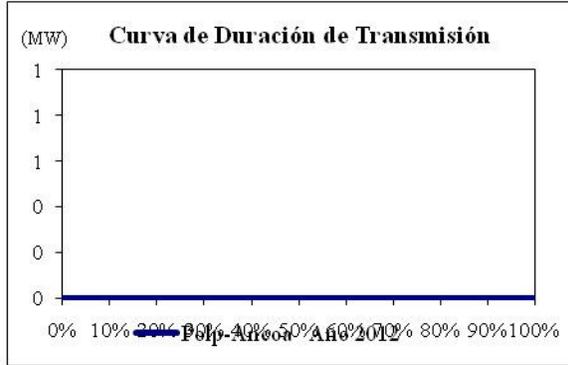
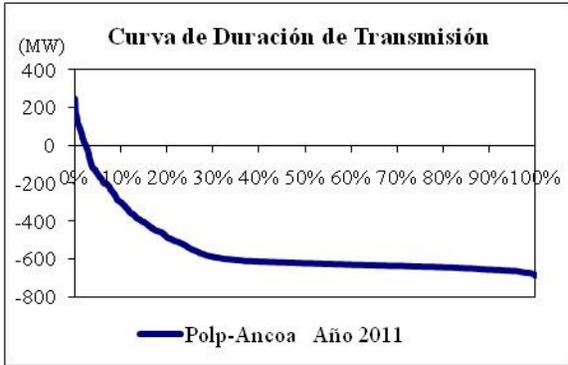
Tramo:	Polp500-220			
	2011	2012	2013	2014
P max	63%	36%	36%	37%
E	2%	1%	1%	1%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por inciso 1º</b>				

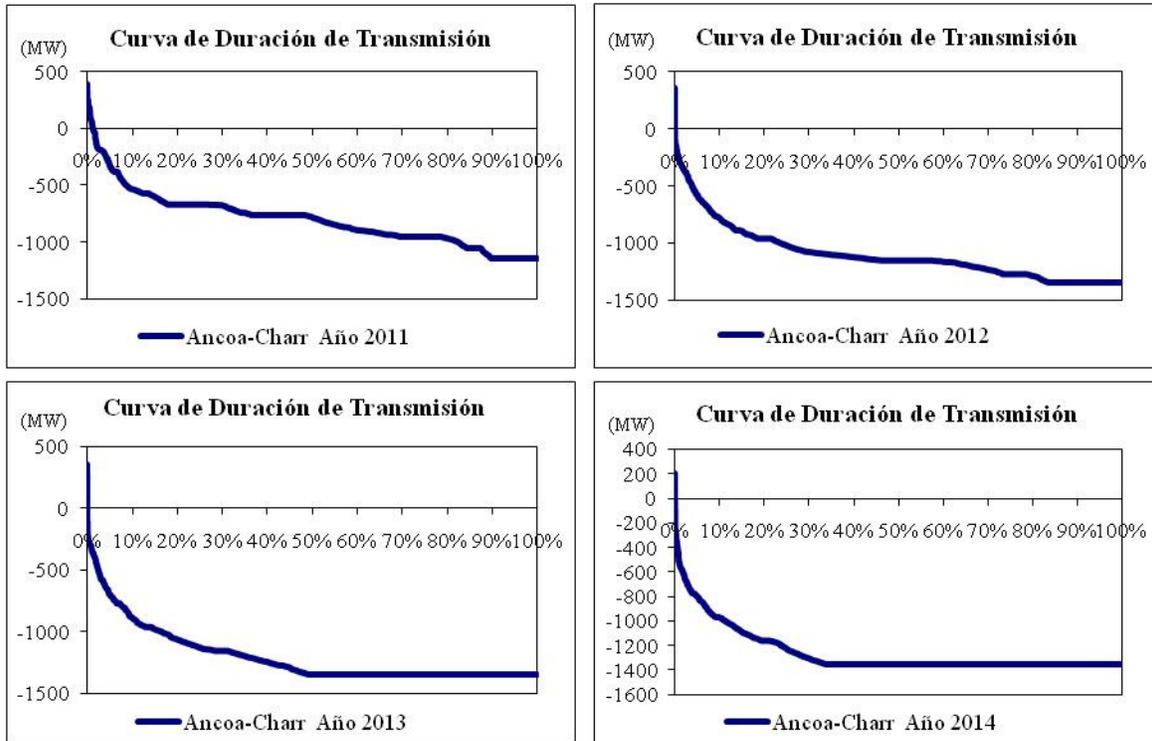


Tramo:	Polp-AJah500			
	2011	2012	2013	2014
P max	71%	35%	36%	36%
E	63%	1%	1%	1%
Cond a)	SI	NO	NO	NO
Cond c)	SI			
Cond d)	SI			
<b>inciso 2º</b>	SI	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por pertenecer al troncal actual y por inciso 1º</b>				



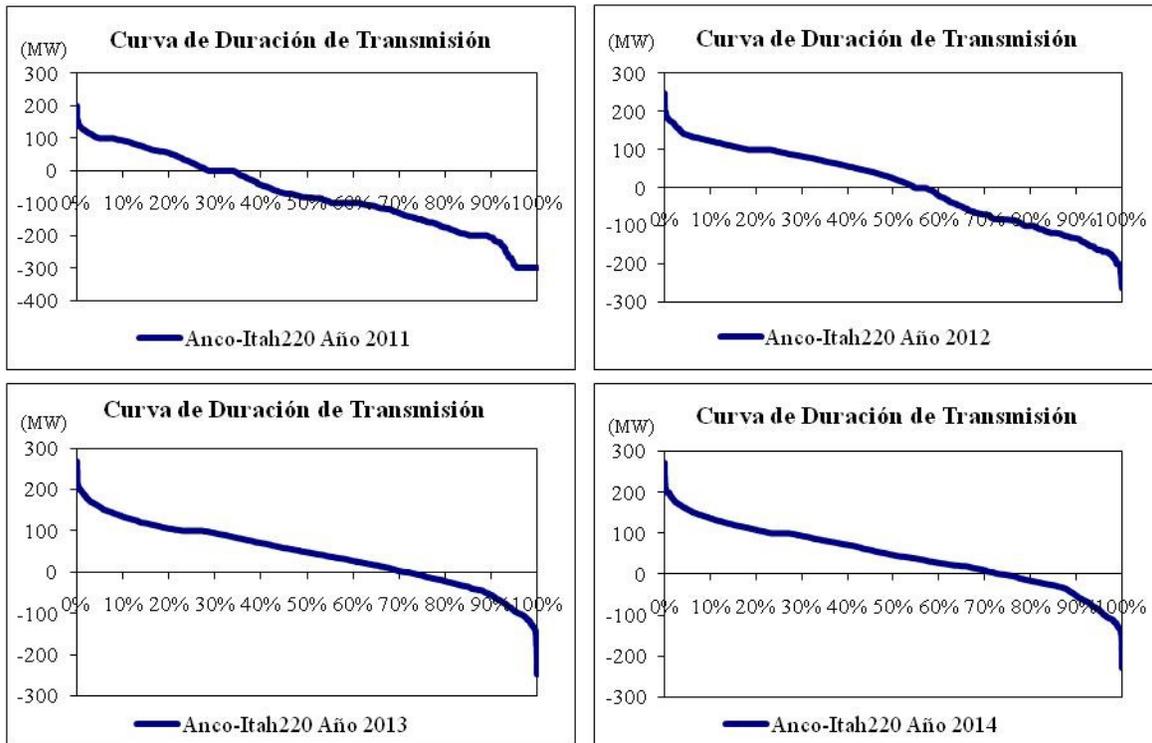
Tramo:	AJah-Ancoa			
	2011	2012	2013	2014
P max	20%	0%	0%	0%
E	0%	0%	0%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por inciso 1º</b>				





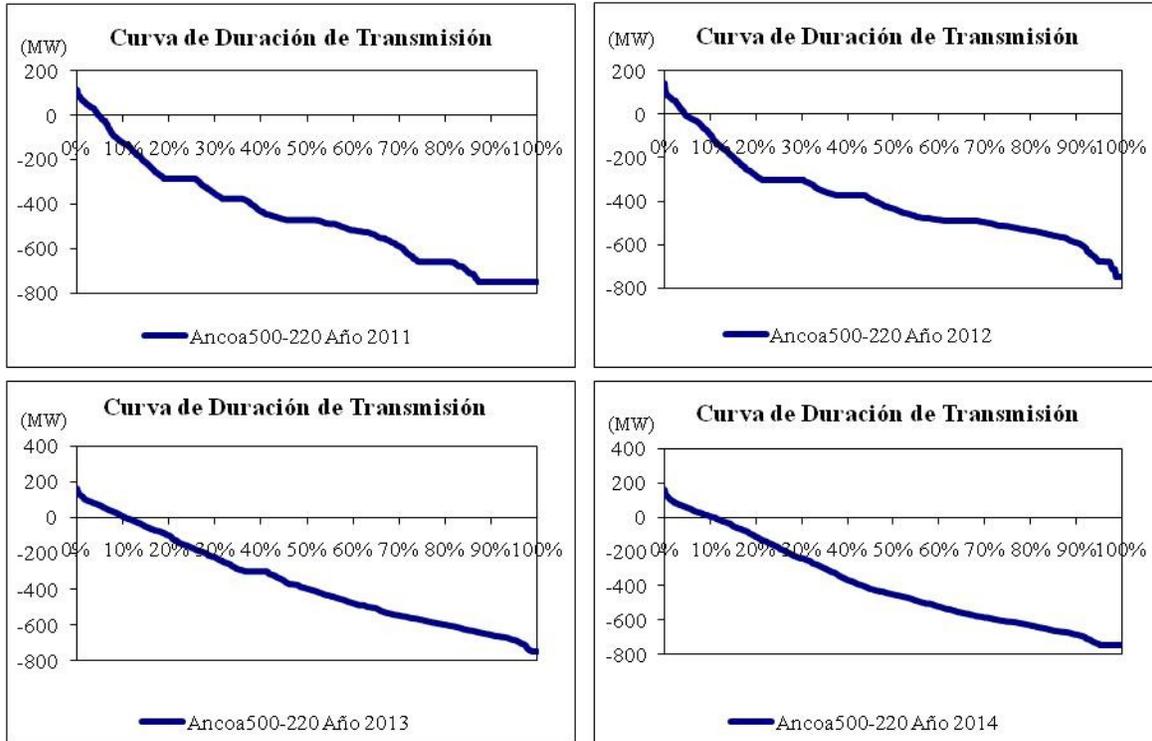
Tramo:	Ancoa-Charr			
	2011	2012	2013	2014
P max	34%	26%	26%	15%
E	0%	0%	0%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>Troncal desde 2011 por inciso 1º</b>				

**6.3.2.11 Línea Ancoa – Itahue 2x 220 kV y transformador 500/220 kV Ancoa**



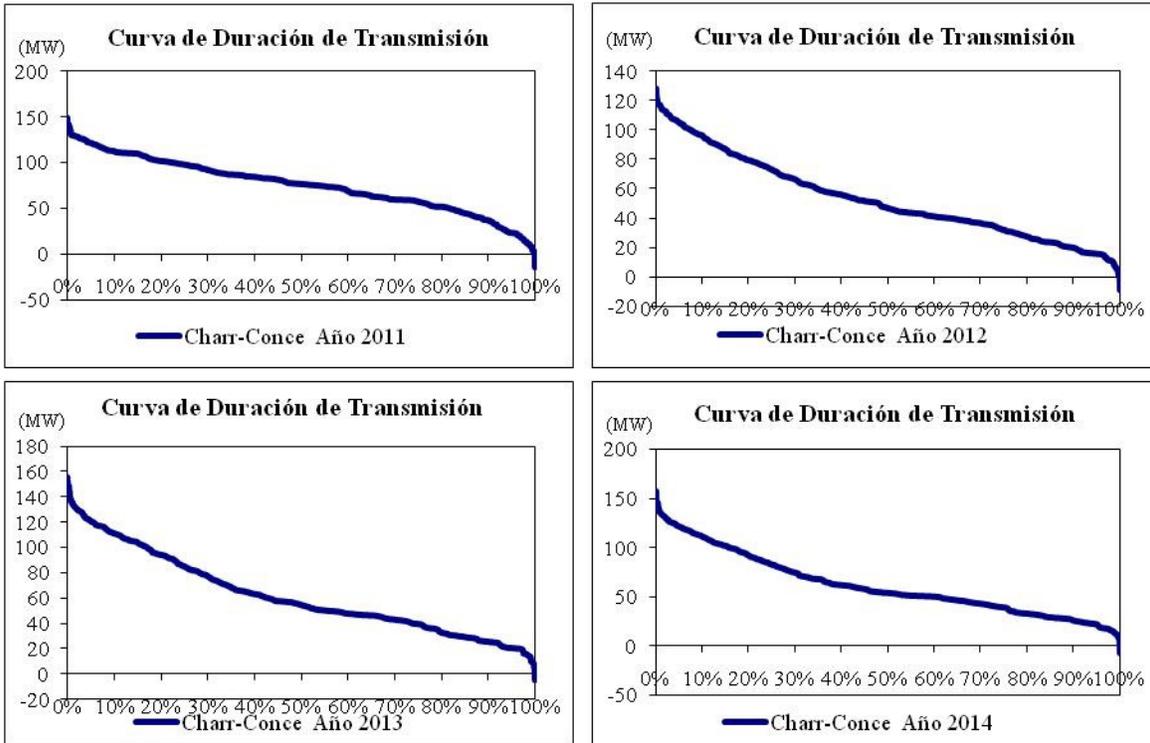
Tramo:	Anco-Itah220			
	2011	2012	2013	2014
P max	67%	94%	92%	84%
E	23%	89%	24%	21%
Cond a)	SI	SI	SI	SI
Cond c)	SI	SI	SI	SI
Cond d)	SI	SI	SI	SI
<b>inciso 2º</b>	SI	SI	SI	SI
<b>Troncal</b>				

Esta línea muestra cambios importantes en la magnitud de los flujos y cambios frecuentes de dirección, por lo que debe ser considerada como instalación integrante del Sistema Troncal del SIC, junto con los autotransformadores 500/220 kV de la Subestación Ancoa, que resultan necesarios para su continuidad.



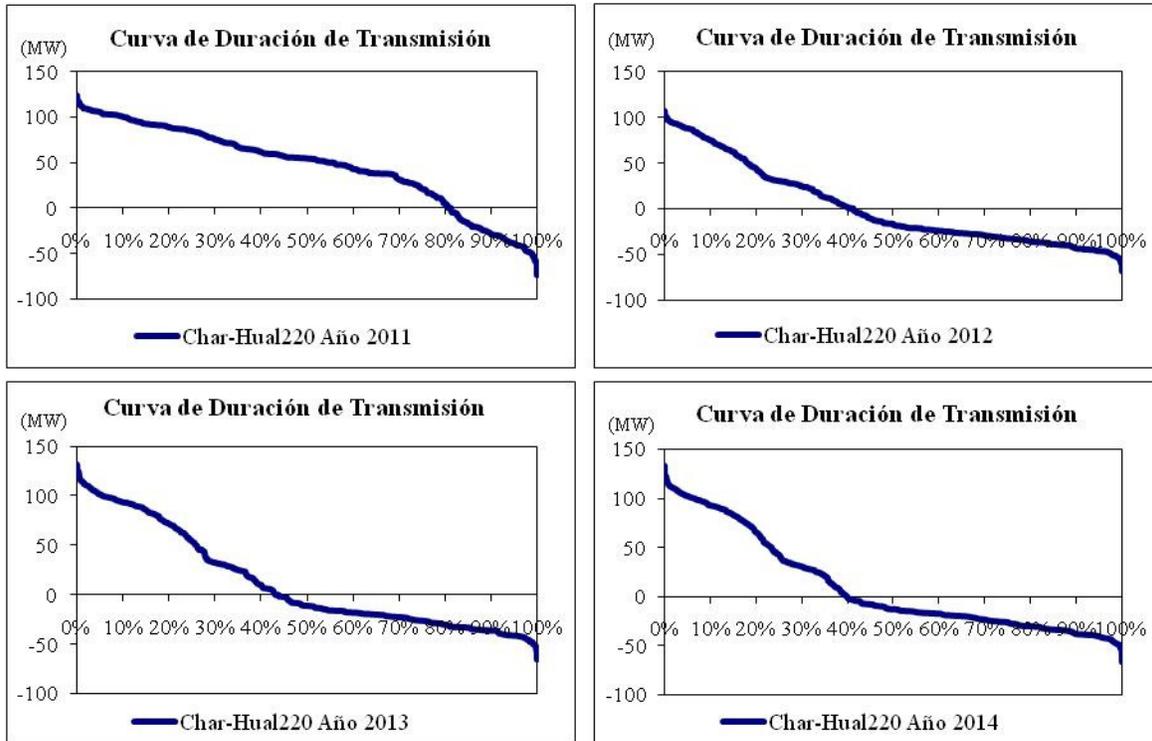
Tramo:	Ancoa500-220			
	2011	2012	2013	2014
P max	15%	19%	21%	21%
E	1%	1%	2%	1%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>Troncal por inciso 3º</b>				

**6.3.2.12 Líneas Charrúa – Concepción, Charrúa – Hualpén, Hualpén – Lagunillas y Charrúa – Lagunillas 1x220 kV**

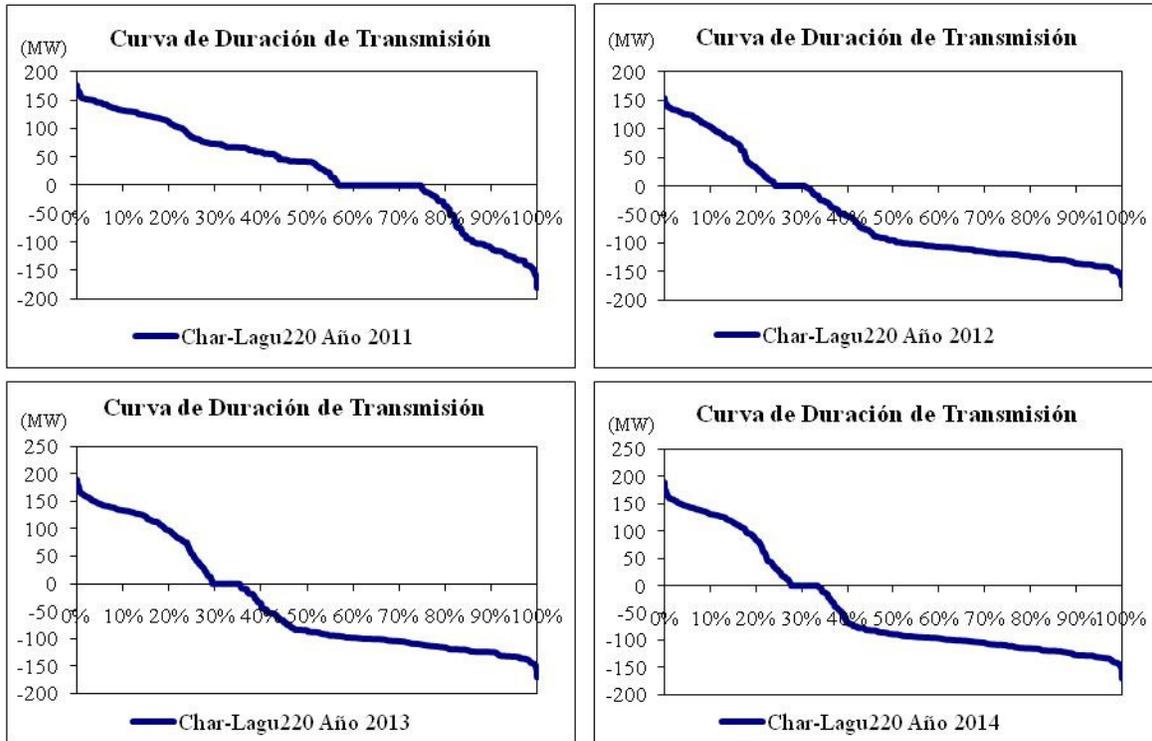


Tramo:	Charr-Conce			
	2011	2012	2013	2014
P max	9%	7%	3%	5%
E	0%	0%	0%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>No Troncal</b>				

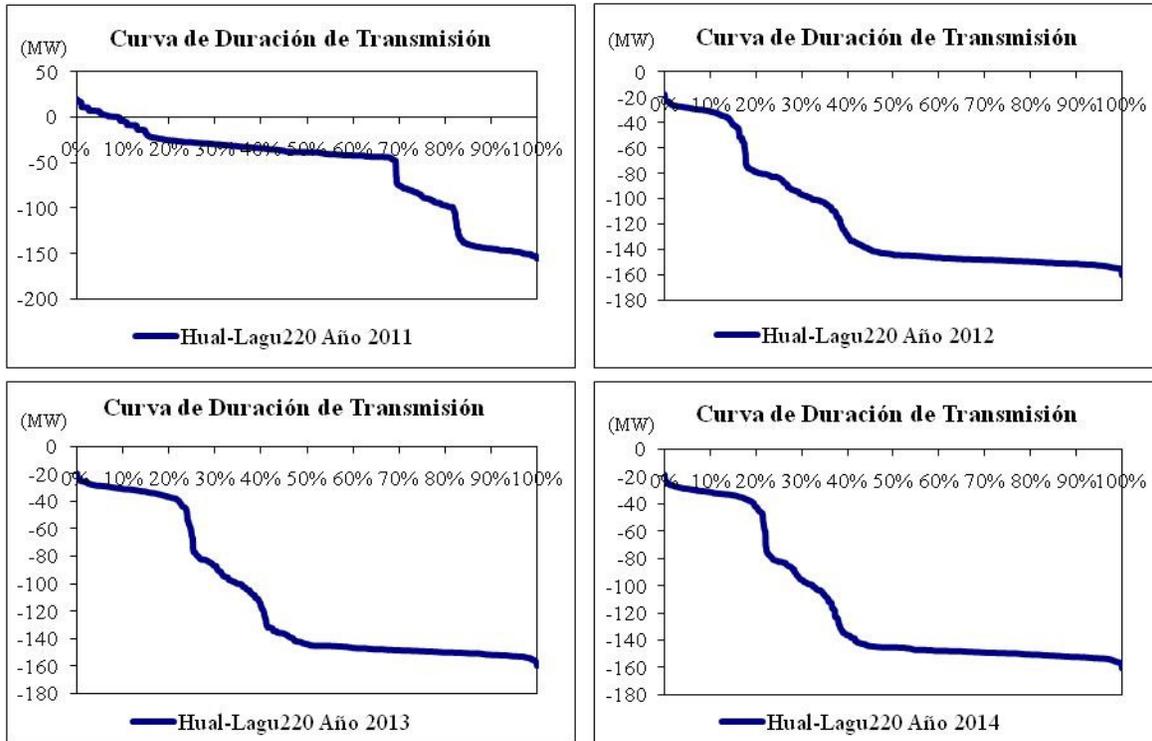
Esta línea no presenta las características necesarias para ser parte del Sistema Troncal.



Tramo:	Char-Hual220			
	2011	2012	2013	2014
P max	60%	64%	49%	50%
E	11%	93%	53%	58%
Cond a)	SI	SI	SI	SI
Cond c)	SI	SI	SI	SI
Cond d)	SI	SI	SI	SI
<b>inciso 2º</b>	SI	SI	SI	SI
<b>Troncal desde 2011</b>				



Tramo:	Char-Lagu220			
	2011	2012	2013	2014
P max	98%	88%	90%	90%
E	46%	29%	50%	44%
Cond a)	SI	SI	SI	SI
Cond c)	SI	SI	SI	SI
Cond d)	SI	SI	SI	SI
<b>inciso 2º</b>	SI	SI	SI	SI
<b>No corresponde calificarla por encontrarse en construcción y no corresponder a una obra troncal determinada por Decreto del M. Energía</b>				

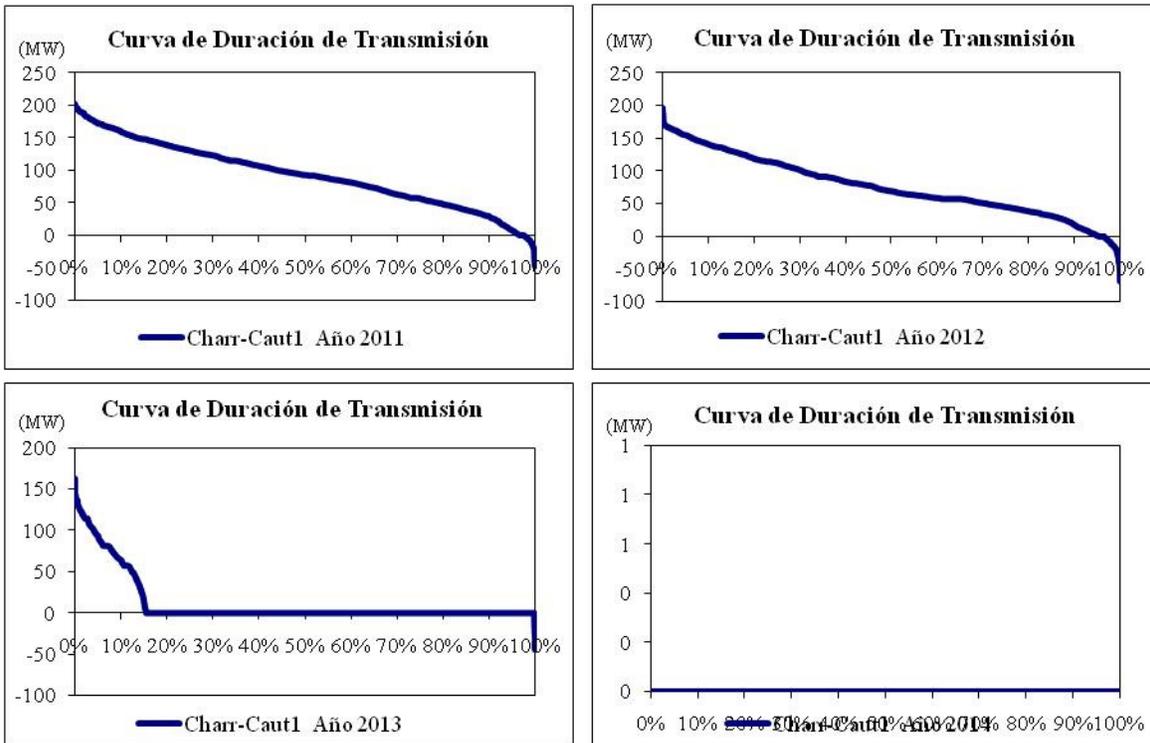


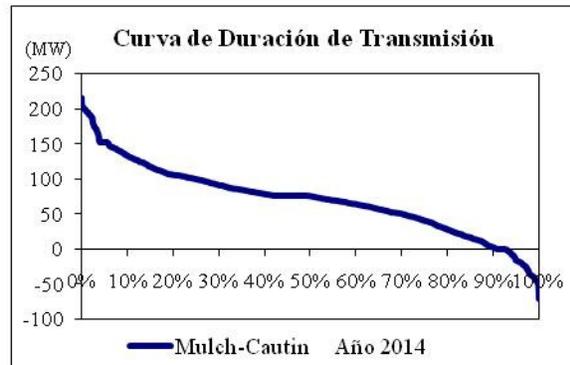
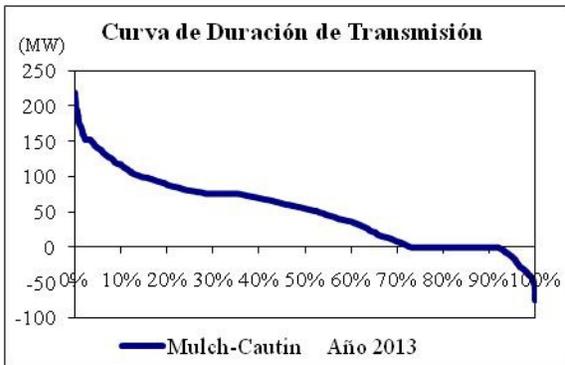
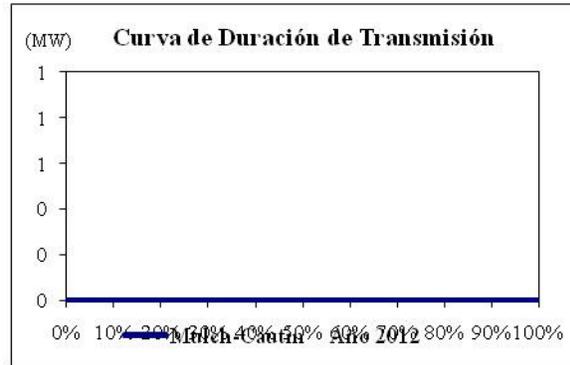
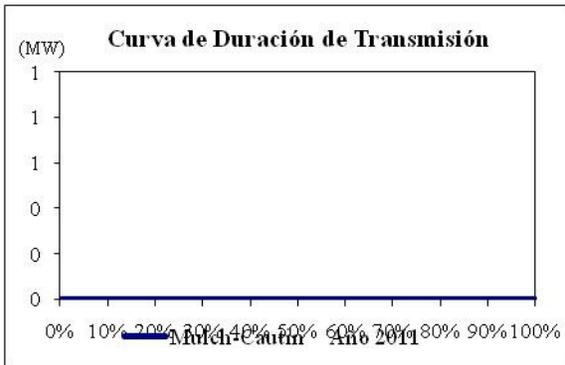
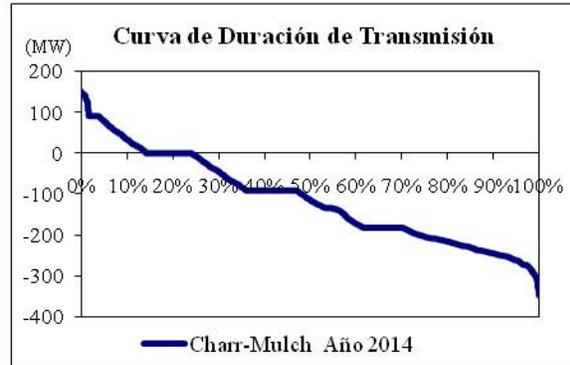
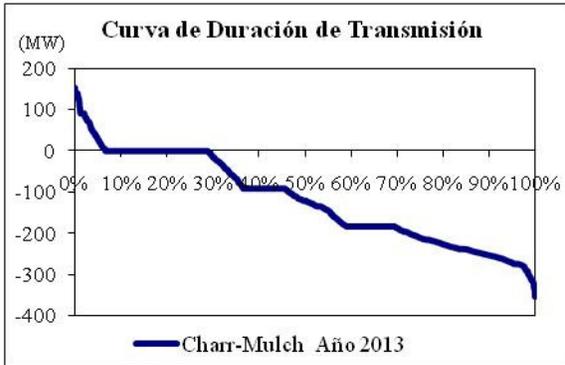
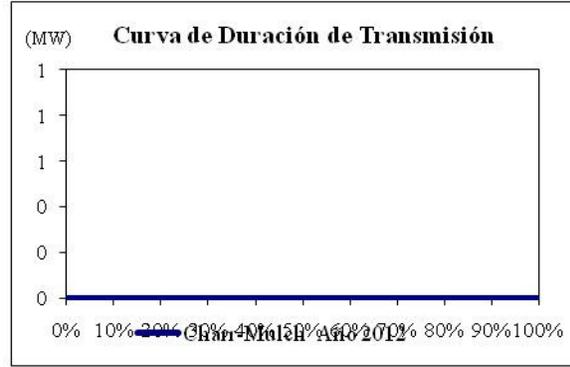
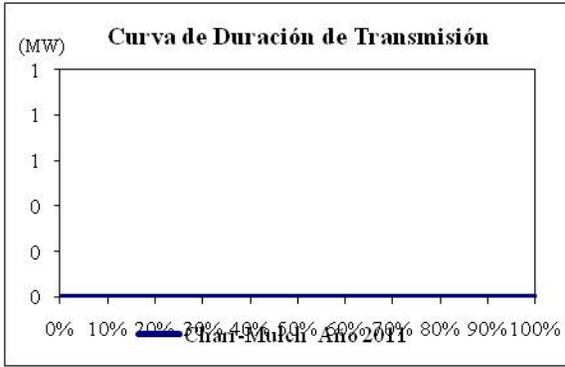
Tramo:	Hual-Lagu220			
	2011	2012	2013	2014
P max	13%	0%	0%	0%
E	1%	0%	0%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>No corresponde calificarla por encontrarse en construcción y no corresponder a una obra troncal determinada por Decreto del M. de Energía</b>				

**6.3.2.13 Líneas Charrúa – Cautín 2x220 kV, Charrúa - Temuco 1x220 kV y Temuco – Cautín 2x220 kV**

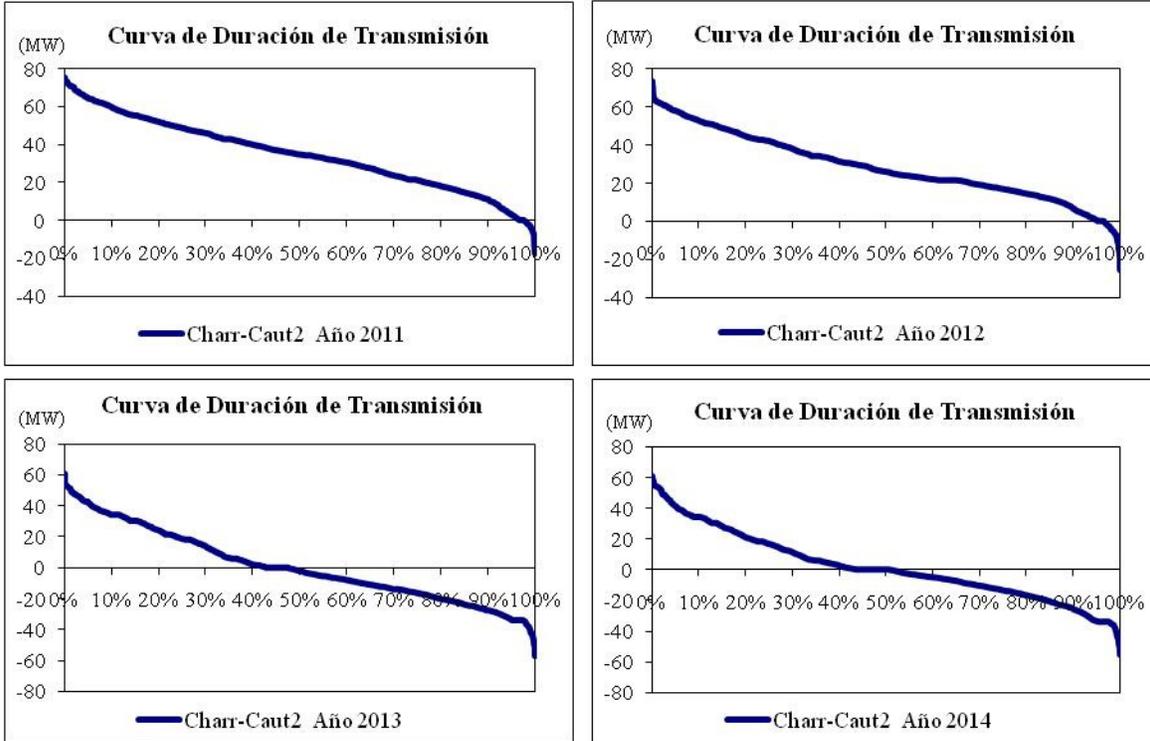
La línea Charrúa - Cautín 2x220 kV se presenta seccionada en una futura S/E Mulchén a partir de marzo 2013, para representar la conexión al sistema troncal de la Central Angostura.

Ambos tramos forman parte del sistema troncal por tratarse de proyectos cuya construcción ha sido dispuesta por un decreto del Ministerio de Economía y además, por las condiciones del inciso tercero del Artículo 74.



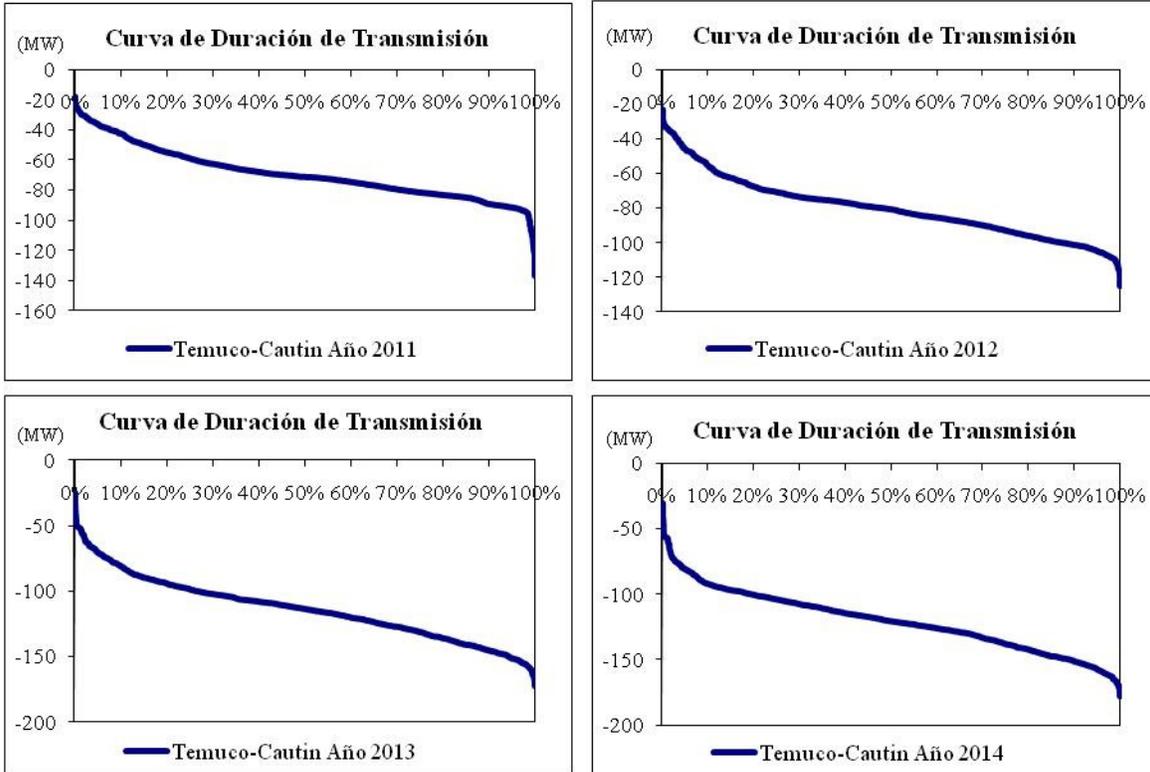


Dada su pequeña longitud, el tramo Temuco - Cautín 2x220 kV no ha sido representada en el modelo SDDP y la subestación Temuco se ha conectado en Cautín. La línea Charrúa - Temuco se ha modelado como línea Charrúa - Cautín 2, cuyos flujos se indican a continuación.



Tramo:	Charrúa - Temuco			
	2011	2012	2013	2014
P max	23%	35%	94%	92%
E	0%	1%	92%	84%
Cond a)	NO	NO	SI	SI
Cond c)			SI	SI
Cond d)			SI	SI
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	SI	SI
<b>Troncal desde 2011 por pertenecer a troncal actual</b>				

Los flujos por el tramo Temuco - Cautín se han determinado por diferencia entre el flujo Charrúa - Temuco y el flujo Temuco 220/66 kV:



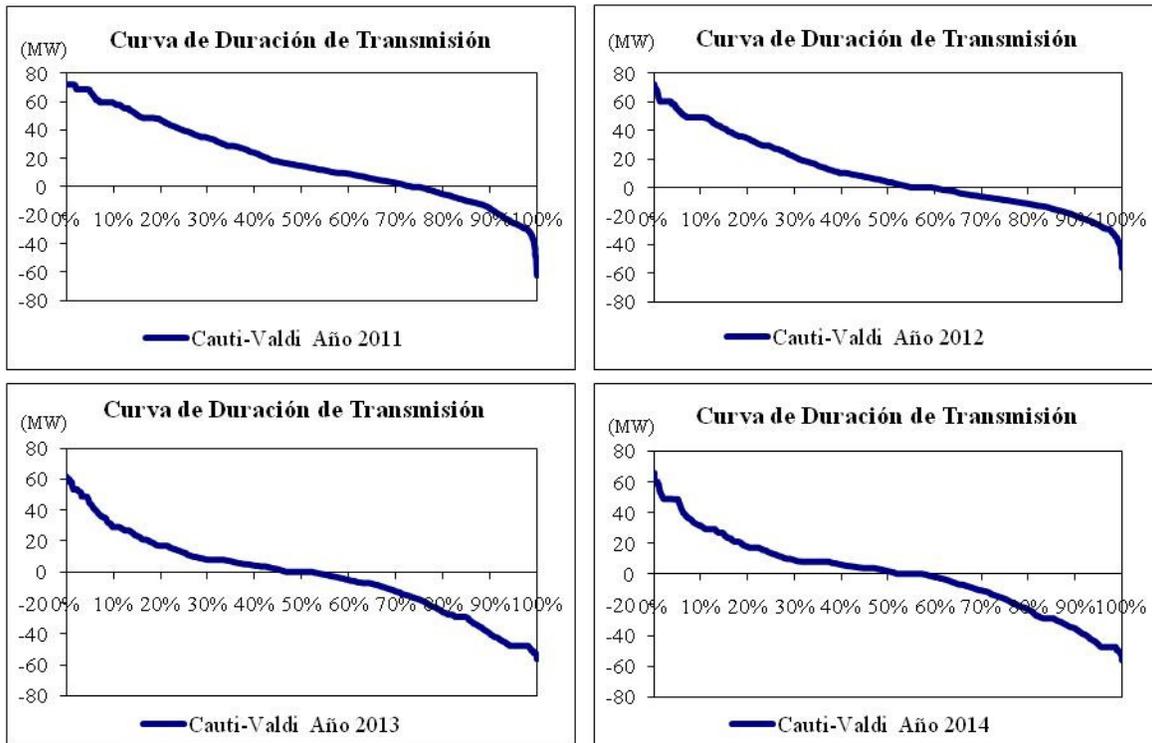
Tramo:	Temuco-Cautín			
	2011	2012	2013	2014
P max	0%	0%	0%	0%
E	0%	0%	0%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO
<b>No Troncal</b>				

El tramo presenta flujos unidireccionales en dirección a la S/E Temuco, motivo por el cual no califica como troncal.

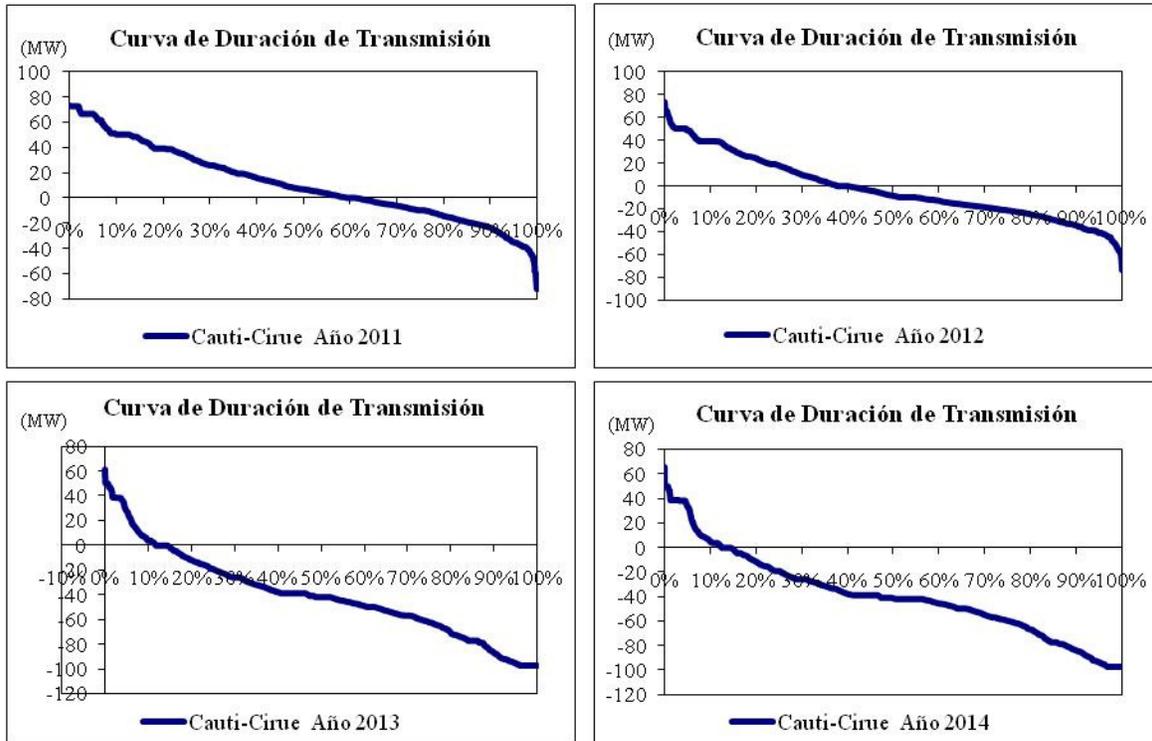
El Consultor considera que la línea Charrúa – Cautín 2x220 kV es la instalación que permite dar continuidad al Sistema Troncal entre Charrúa y Cautín. El tramo Temuco – Cautín 2x220 kV no presenta ninguna de las características necesarias para formar parte del Sistema Troncal y la continuidad del Sistema Troncal no depende de la existencia de esta línea. Por otra parte, se entiende que la continuidad del sistema troncal es necesaria cuando, a falta de las instalaciones que aseguran su continuidad, este sistema se encontraría interrumpido y formaría islas al interior del sistema eléctrico. En este sentido, no puede entenderse como falta de continuidad a todos los tramos

terminales del sistema troncal, tales como Cardones-Carrera Pinto- Diego de Almagro, Cerro Navia-Melipilla-Rapel, Alto Jahuel-Maipo-Candelaria, Ancoa-Itahue, Charrúa-Hualpén, Charrúa-Temuco y Valdivia-Barro Blanco-Puerto Montt, independientemente de que algunos de ellos se desarrollen en el sentido longitudinal o transversal en relación a la dirección geográfica general en que se desarrolla el sistema de transmisión del SIC. Todos estos tramos terminales se encuentran conectados al resto del sistema troncal del SIC.

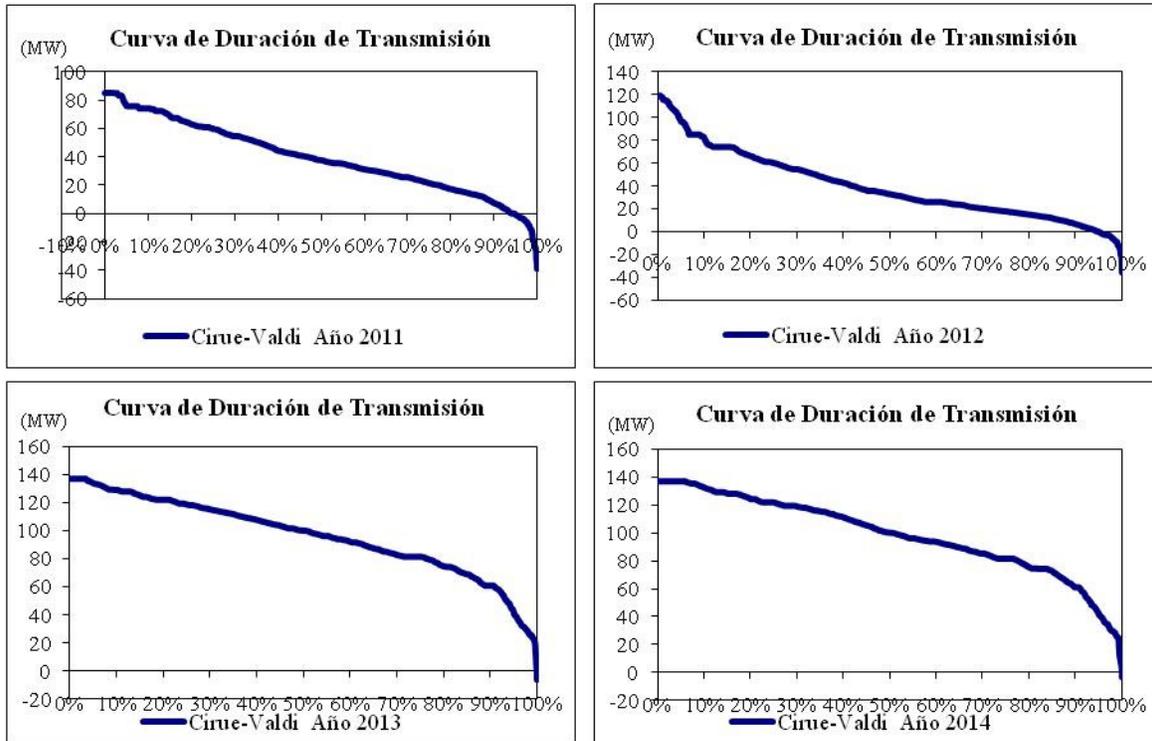
**6.3.2.14 Líneas Cautín – Valdivia, Cautín - Ciruelos y Ciruelos - Valdivia 220 kV**



Tramo:	Cauti-Valdi			
	2011	2012	2013	2014
P max	86%	78%	91%	86%
E	16%	37%	82%	96%
Cond a)	SI	SI	SI	SI
Cond c)	SI	SI	SI	SI
Cond d)	SI	SI	SI	SI
<b>inciso 2º</b>	SI	SI	SI	SI
<b>Troncal</b>				



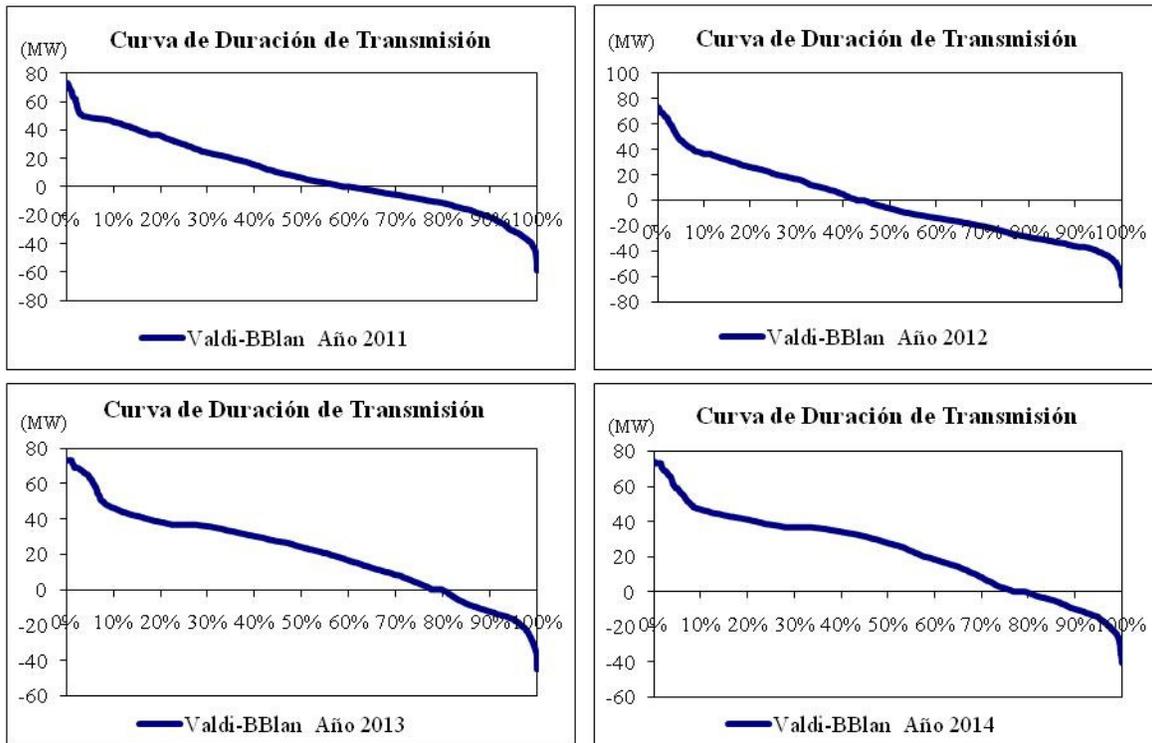
Tramo:	Cauti-Cirue			
	2011	2012	2013	2014
P max	99%	100%	63%	68%
E	39%	81%	6%	7%
Cond a)	SI	SI	NO	NO
Cond c)	SI	SI		
Cond d)	SI	SI		
<b>inciso 2º</b>	SI	SI	NO	NO
<b>Troncal</b>				



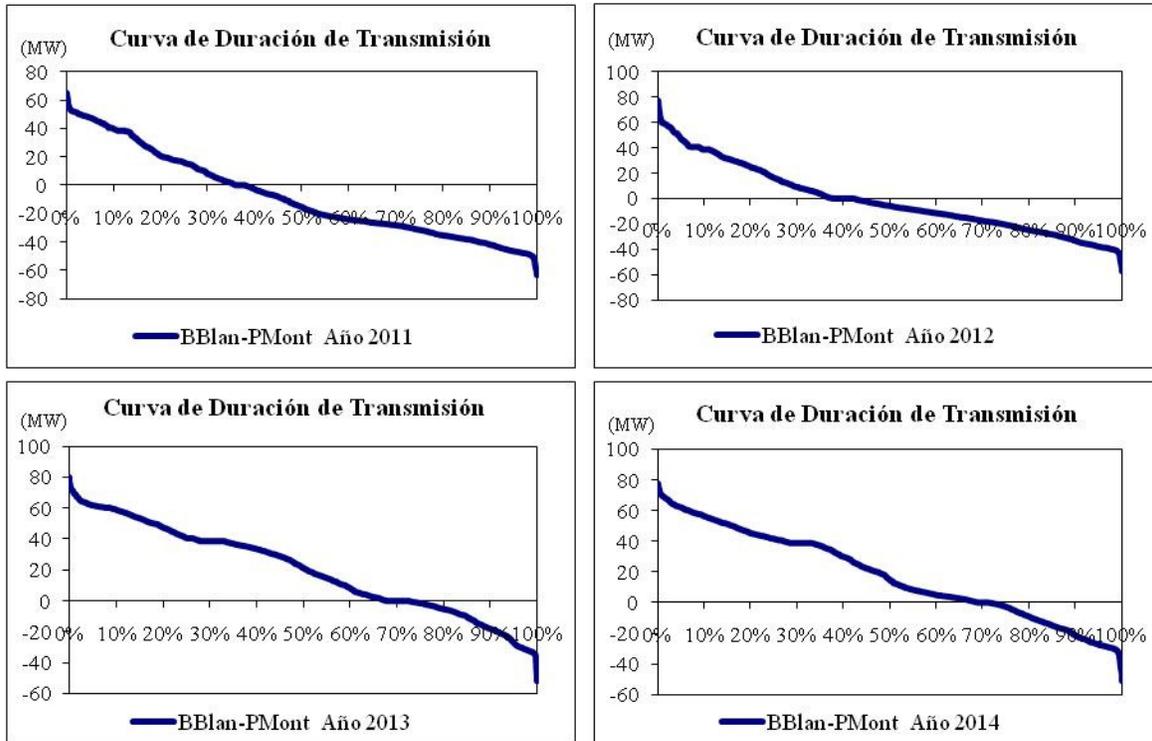
Tramo:	Cirue-Valdi			
	2011	2012	2013	2014
P max	46%	30%	4%	2%
E	1%	1%	0%	0%
Cond a)	NO	NO	NO	NO
Cond c)				
Cond d)				
<b>inciso 2º</b>	NO	NO	NO	NO

Esta línea se califica de troncal, por constituir, en conjunto con la línea troncal Cautín – Ciruelos, el segundo circuito de la línea troncal Cautín – Valdivia.

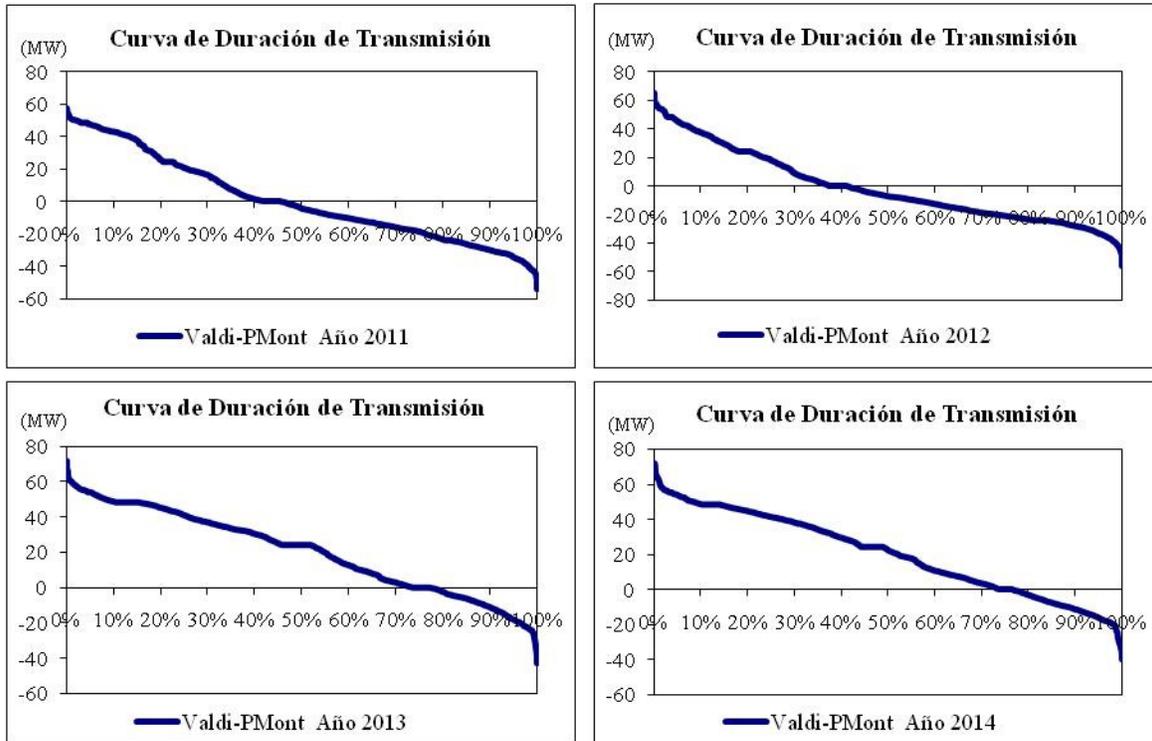
**6.3.2.15 Líneas Valdivia – Barro Blanco, Barro Blanco - Puerto Montt y Valdivia - Puerto Montt 220 kV**



Tramo:	Valdi-BBlan			
	2011	2012	2013	2014
P max	81%	92%	62%	55%
E	38%	89%	11%	9%
Cond a)	SI	SI	SI	NO
Cond c)	SI	SI	SI	
Cond d)	SI	SI	SI	
<b>inciso 2º</b>	SI	SI	SI	NO
<b>Troncal</b>				



Tramo:	BBlan-PMont			
	2011	2012	2013	2014
P max	98%	74%	65%	66%
E	56%	90%	16%	20%
Cond a)	SI	SI	SI	SI
Cond c)	SI	SI	SI	SI
Cond d)	SI	SI	SI	SI
<b>inciso 2º</b>	SI	SI	SI	SI
<b>Troncal</b>				



Tramo:	Valdi-PMont			
	2011	2012	2013	2014
P max	95%	86%	60%	56%
E	93%	88%	11%	11%
Cond a)	SI	SI	SI	SI
Cond c)	SI	SI	SI	SI
Cond d)	SI	SI	SI	SI
<b>inciso 2º</b>	SI	SI	SI	SI
<b>Troncal</b>				

Estas líneas presentan las características necesarias para ser clasificadas como instalaciones que forman parte del Sistema Troncal del SIC.

## **6.4 CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE INSTALACIONES TRONCALES**

El análisis realizado en el punto 6.3, junto con la aplicación de la metodología y el entendimiento del Artículo 74 expuestos en los puntos 6.1 y 6.2, permiten concluir que los Sistemas de Transmisión Troncales del SING y del SIC están formados por las instalaciones de transmisión que se resumen a continuación.

### **6.4.1 Sistema Interconectado del Norte Grande**

1. Línea Tarapacá – Lagunas 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Tarapacá y Lagunas a partir de 2011.
2. Línea Lagunas – Crucero 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Lagunas y Crucero a partir de 2011.
3. Línea Crucero – Encuentro 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Crucero y Encuentro a partir de 2011.
4. Línea Atacama – Encuentro 2x220 kV y sus equipos terminales en las subestaciones Atacama y Encuentro a partir de 2011.

### **6.4.2 Sistema Interconectado Central**

1. Líneas Diego de Almagro – Carrera Pinto, Carrera Pinto – Cardones 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 Lo Aguirre) 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.

## 6.5 APRECIACION GENERAL DE LAS DISPOSICIONES DE LA LEY RELATIVAS A LA DEFINICIÓN DE SISTEMAS TRONCALES

En atención a que en este Estudio de Transmisión Troncal ha correspondido determinar, por primera vez, los sistemas troncales de transmisión del SING y del SIC, sobre la base de las disposiciones de la Ley Eléctrica introducidas en 2004, el Consultor ha considerado de interés consignar su experiencia y comentarios a la aplicación de las disposiciones de la ley en esta materia.

1. La condición de reversibilidad de los flujos es una condición cuya aplicación la convierte en la más determinante de las disposiciones del Artículo 74. Ella es sensible, a lo largo de los años, al despacho económico, límites técnicos para el despacho de unidades, precios y disponibilidad de combustibles, capacidad de transmisión de los tramos, nuevos proyectos de generación, etc., tornando inestable la calificación de troncal de muchas instalaciones.
2. El concepto general del inciso primero del mencionado Artículo respecto de que las instalaciones del troncal deben ser las económicamente eficientes y ***necesarias para el abastecimiento de la totalidad de la demanda es de la*** mayor importancia, pero la ley no establece criterios objetivos para su aplicación en conjunto con otras disposiciones muy específicas (condiciones a), c) y d) ), quedando ello al criterio del Consultor. La consistencia de todas estas disposiciones reviste una complejidad e inestabilidad de los resultados, pudiendo constituir una fuente de conflictos.

Las consideraciones anteriores muestran la conveniencia de reglamentar, o eventualmente modificar la ley, de modo de dar consistencia y estabilidad jurídica a la definición de un sistema troncal.

## 6.6 ÁREA DE INFLUENCIA COMÚN EN EL SING Y EN EL SIC

El contrato del presente estudio dispone que en este primer informe el Consultor debía abordar la determinación del área de influencia común (AIC) en el sistema troncal resultante en cada sistema eléctrico. Para establecer el AIC se requiere conocer, entre otros antecedentes, el VI de los tramos que conforman el sistema troncal. Sin embargo, de acuerdo al análisis realizado para definir las instalaciones troncales, tanto en el SING como en el SIC se incorporan al STT instalaciones que antes no eran troncales, para las cuales no se dispone, a la fecha de este informe, de sus VI. Es por ello que la determinación del AIC en cada sistema, se ha dejado para una fecha posterior, en la que, conforme al avance de este estudio se disponga el VI de todas las instalaciones propuestas para conformar el STT.

## ANEXO 1

El siguiente cuadro muestra la clasificación de cargos correspondiente a la estructura del personal usada por SEC en los sistemas de cuentas de costos de explotación de las empresas distribuidoras.

Categoría	Cargo	Denominación del grupo	
Primer nivel	Gerente General, Director Ejec., etc.	A1	
	Gerente Comercial	A2	
Segundo nivel (Jefatura)	Gerente de Administración	A3	
	Gerente de Finanzas	A4	
	Gerente de Operaciones	A5	
	Gerente de Ingeniería	A6	
	Gerente de Obras	A7	
	Gerente de Informática	A8	
	Gerente Zonal	A9	
	Otros primer y segundo nivel	A10	
	Tercer Nivel (Jefatura)	Subgerente o Jefe de Área Comercial	B1
		Subgerente o Jefe de Área de Administración	B2
Subgerente o Jefe de Área de Finanzas		B3	
Subgerente o Jefe de Área de Operaciones		B4	
Subgerente o Jefe de Área de Ingeniería		B5	
Subgerente o Jefe de Área de Obras		B6	
Subgerente o Jefe de Área de Informática		B7	
Jefe área auditoría		B8	
Jefe área legal		B9	
Otros tercer nivel		B10	
Cuarto nivel (Jefatura)	Jefes de Área, Dpto., sección, Comercial	C1	
	Jefes de Área, Dpto., sección, Administración	C2	
	Jefes de Área, Dpto., sección, Finanzas	C3	
	Jefes de Área, Dpto., sección, Operaciones	C4	
	Jefes de Área, Dpto., sección, Ingeniería	C5	
	Jefes de Área, Dpto., sección, Obras	C6	
	Jefes de Área, Dpto., sección, Informática	C7	
	Jefe de oficina	C8	
	Otros	C9	
Técnico	Analista programador	D1	
	Operador de computadores	D2	
	Auditor técnico	D3	
	Ingeniero asesor	D4	
	Ingeniero I	D5	
	Ingeniero II	D6	
	Ingeniero III	D7	
	Técnico I	D8	
	Técnico II	D9	
	Técnico III	D10	
	Dibujante	D11	
	Digitador	D12	
	Otros	D13	
Administrativo	Secretaria Gerencia	E1	
	Secretaria I	E2	
	Secretaria II	E3	
	Auditor administrativo	E4	
	Cajero	E5	
	Administrativo I	E6	
	Administrativo II	E7	
	Administrativo III	E8	
	Telefonista	E9	
	Recepcionista	E10	
	Júnior	E11	
	Otros	E12	

## ANEXO 2: SING – DATOS BÁSICOS PARA LA SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN

### 1. DEMANDA

#### 1.1 Proyección de demanda

La demanda del escenario base corresponde a la proyección utilizada por la CNE en el Informe Definitivo de Precios de Nudo de abril 2010, la que se presenta en el cuadro siguiente.

**Proyección de ventas del SING (GWh)**

Año	Libres	Regulados	Total
2010	13 126	1 380	14 506
2011	13 846	1 442	15 288
2012	14 551	1 507	16 058
2013	15 293	1 575	16 867
2014	16 072	1 654	17 725
2015	16 891	1 736	18 627
2016	17 769	1 823	19 591
2017	18 692	1 914	20 606
2018	19 663	2 010	21 673
2019	20 685	2 110	22 795
2020	21 760	2 215	23 975

Las tasas de crecimiento de esta proyección se muestran en la tabla siguiente

**Tasas de crecimiento de la proyección de demandas**

Año	Libres	Regulados	Total
2010	6.5%	4.0%	6.2%
2011	5.5%	4.5%	5.4%
2012	5.1%	4.5%	5.0%
2013	5.1%	4.5%	5.0%
2014	5.1%	5.0%	5.1%
2015	5.1%	5.0%	5.1%
2016	5.2%	5.0%	5.2%
2017	5.2%	5.0%	5.2%
2018	5.2%	5.0%	5.2%
2019	5.2%	5.0%	5.2%
2020	5.2%	5.0%	5.2%

#### 1.2 Forma de la demanda del SING

Para la representación de la demanda en el SING se han creado 5 bloques a partir de la curva de duración de demanda total de cada mes. La duración de los bloques 1 y 5 se ha

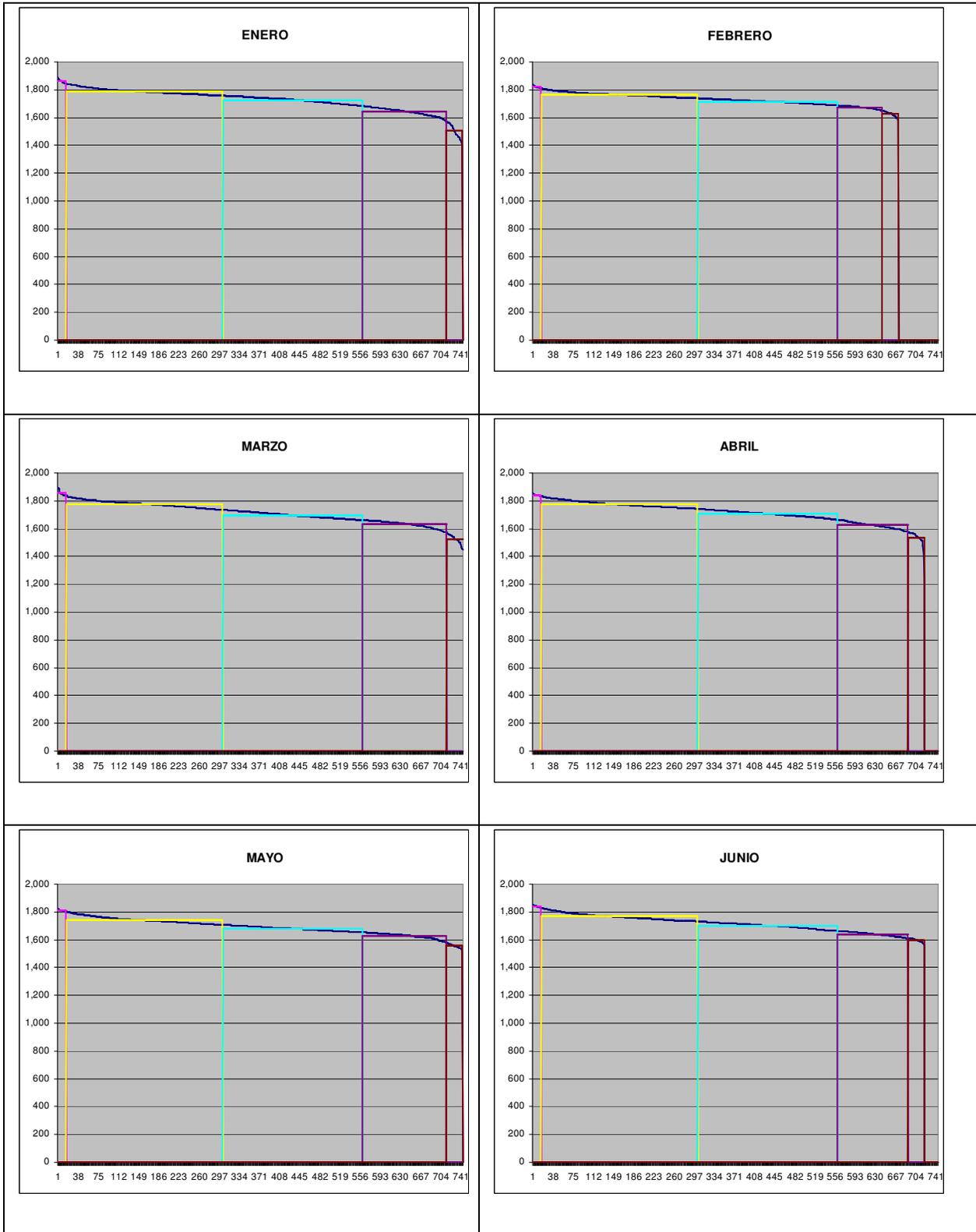
fijado en 15 y 30 horas respectivamente, mientras que los tres bloques restantes se han determinado de manera de minimizar el error cuadrático entre la altura de los bloques y la demanda horaria.

**Duración bloques de demanda (horas)**

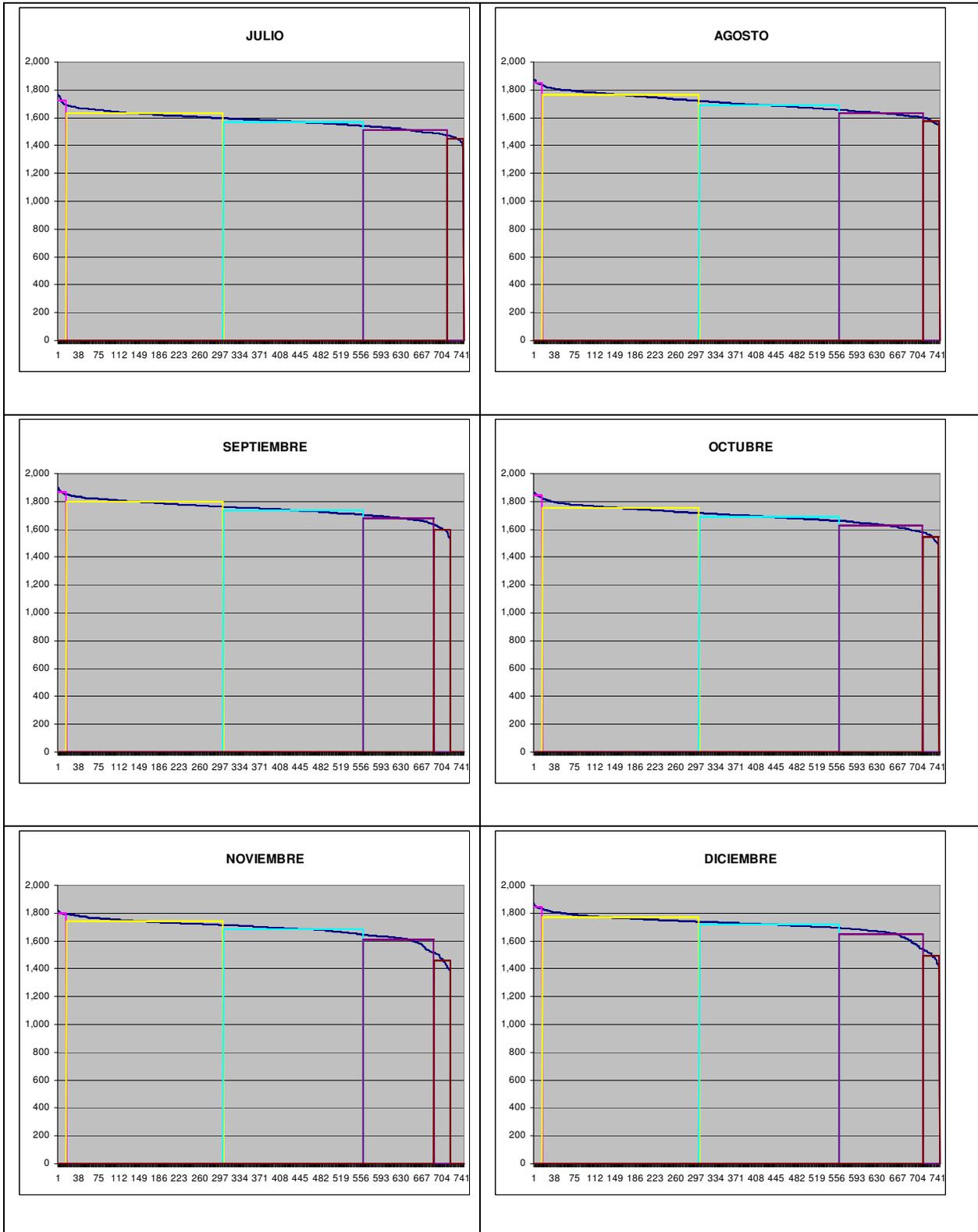
Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
ENERO	15	288	257	154	30
FEBRERO	15	216	240	171	30
MARZO	15	248	245	207	30
ABRIL	15	290	246	139	30
MAYO	15	213	261	225	30
JUNIO	15	211	269	195	30
JULIO	15	223	294	182	30
AGOSTO	15	217	255	227	30
SEPTIEMBRE	15	199	288	188	30
OCTUBRE	15	226	293	179	30
NOVIEMBRE	15	263	274	138	30
DICIEMBRE	15	310	310	79	30

Las curvas de duración mensual, horaria y por bloques, correspondientes a 2009 se muestran en los gráficos siguientes.

**SING – Curvas de duración de demanda 2009**



**SING – Curvas de duración de demanda 2009**



### **1.3 Proyección de demanda por barra**

Se ha utilizado la proyección de demanda de energía anual por barra asignados por la CNE en el Informe Definitivo de Precios de Nudo de abril de 2010, mantenido la distribución mensual de cada retiro histórico proveniente del CDEC-SING. El CDEC-SING solamente realiza proyecciones para el año en curso.

En el cuadro siguiente se presenta la demanda en las barras representadas en el modelo SDDP.

**Demanda anual por barras (GWh)**

Barra	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Aguila66	11	11	12	13	13	14	14	15	16	16
AHospicio110	71	76	81	87	93	100	107	114	122	131
Altonorte110	334	354	376	400	424	450	477	507	538	571
Antofa110	24	26	27	29	31	33	35	37	39	42
Arica66	8	8	9	9	9	10	10	11	11	12
Calama110	233	241	249	258	268	278	288	298	309	320
Centro110	342	354	367	382	397	413	430	447	464	483
Chacaya220	63	66	69	71	74	77	81	84	87	91
Chapiqui66	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Chinchorro66	104	109	114	120	126	132	139	146	153	161
Chuqui110	2496	2618	2743	2880	3014	3156	3304	3460	3623	3794
Collahua220	1448	1533	1622	1719	1816	1919	2029	2144	2267	2396
Colorado110	313	332	352	374	397	421	447	475	504	534
Dolores110	12	13	13	14	14	15	15	16	17	17
Domeyko220	1426	1503	1583	1669	1755	1847	1943	2044	2151	2263
Dragon110	104	107	111	115	119	123	127	131	136	141
EIAbra220	779	827	877	932	989	1050	1114	1182	1255	1331
EILOa220	264	273	283	294	304	315	326	338	350	363
Enaex110	48	49	51	53	55	57	59	61	63	66
Escondida220	1404	1479	1558	1643	1728	1818	1912	2012	2117	2227
Esperanza220	378	416	436	458	479	501	525	550	576	603
Gaby220	503	524	549	575	600	627	656	686	718	751
Iquique66	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LaCruz220	52	54	56	58	60	62	64	67	69	72
Lagunas220	35	36	38	40	42	44	46	48	50	53
LBayas220	276	293	311	330	350	372	394	419	444	471
MBlancos220	114	62	47	2	2	3	3	3	3	3
Mejillon110	250	260	270	282	293	305	317	330	344	358
Minsal110	125	137	145	154	164	174	185	196	208	221
MLuna110	57	59	61	63	66	68	71	73	76	78
Negra110	82	87	93	99	105	112	119	126	134	143
Negro110	18	20	21	23	24	25	27	29	30	32
NVictoria220	71	80	85	90	95	101	107	113	120	127
Ohiggins220	161	169	178	188	198	208	219	230	242	255
Pacifico110	115	120	125	131	137	143	149	156	163	170
Palafitos110	101	105	110	116	122	128	134	141	148	155
Palestina220	138	149	157	164	171	178	186	193	202	210
PAlmonte66	114	119	125	130	136	142	149	155	162	169
Pampa110	29	32	34	36	38	40	43	45	48	51
Portada110	98	104	110	116	123	131	139	147	156	165
Pukara66	122	131	140	151	162	174	188	202	217	233
QBlanca220	45	47	49	52	54	57	60	62	65	68
Quiani66	36	37	39	40	41	43	44	46	47	49
RTomic220	925	968	1012	1060	1109	1160	1214	1270	1328	1389
Spence220	532	565	600	638	677	718	762	809	858	911
Sulfuros220	411	433	456	481	506	532	559	589	619	652
Sur110	78	84	89	95	102	109	117	125	134	143
Tamarugal66	44	46	47	49	51	53	56	58	60	63
Tarapaca220	34	35	35	37	38	39	40	41	42	43
Tesoro220	278	295	313	333	353	374	397	422	447	475
Tocopilla5	26	27	27	28	29	30	31	32	33	34
Zaldivar220	555	584	614	646	679	713	750	788	828	871
<b>Total</b>	<b>15287</b>	<b>16058</b>	<b>16868</b>	<b>17725</b>	<b>18632</b>	<b>19592</b>	<b>20604</b>	<b>21671</b>	<b>22795</b>	<b>23975</b>

## **2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN**

### **2.1 Representación del sistema de transmisión**

En la gráfica siguiente se muestra la representación del sistema de transmisión del SING con las barras utilizadas en el modelo SDDP. Este diagrama fue proporcionado por el CDEC-SING e incorpora los proyectos de generación y de transmisión a ejecutarse en el corto plazo, también considerados para la simulación del sistema.

Dado que los flujos que se establecen por las líneas dependen de los despachos para los distintos niveles de demanda del sistema, la representación del sistema de transmisión debe ser lo mas completa posible, independientemente de su pertenencia a los distintos segmentos del sistema de transmisión: sistemas troncales, de subtransmisión o adicionales. El conjunto de ellas es el que, junto con las generaciones y demandas, permite determinar los flujos por las líneas de transmisión y analizarlos en función de lo establecido en el Art. 74 de la Ley para poder calificarlos como pertenecientes al Sistema Troncal. Por lo tanto, el diagrama siguiente muestra solamente el sistema representado en el modelo SDDP y no pretende reflejar ninguna apreciación a priori de cuales son líneas troncales o de otra denominación.



## 2.2 Asignación de la demanda a barras del SDDP

La demanda de las barras de consumo regulado y consumo libre informadas por la CNE en el Informe Definitivo de Precios de Nudo se ha reducido a las barras representadas en el SDDP de acuerdo a la asignación que se presenta en los siguientes cuadros.

### Asignación demanda de barras del modelo OSE a barras del modelo SDDP

<b>Clientes Regulados Barras OSE</b>	<b>SDDP</b>
Alto Hospicio 110	AHospicio110
Calama 110	Calama110
Centro 110	Centro110
Cerro Dragon 110	Dragon110
Chapiquiña 066	Chapiqui66
Chinchorro 066	Chinchorro66
Dolores 110	Dolores110
El Tesoro 220	Tesoro220
Iquique 066	Iquique66
La Negra 110	Negra110
La Portada 110	Portada110
Lagunas 220	Lagunas220
Mantos Blancos 220	MBlancos220
Mejillones 110	Mejillon110
Pacifico 110	Pacifico110
Palafitos 110	Palafitos110
Pozo Almonte 066	PAlmonte66
Pukara 066	Pukara66
Quiani 066	Quiani66
Sur 110	Sur110
Tamarugal 066	Tamarugal66
Tarapaca 220	Tarapaca220
Tocopilla 005	Tocopilla5

<b>Clientes Libres Barras OSE</b>	<b>SDDP</b>
Alto Norte 110	Altonorte110
Arica 066	Arica66
Calama 110	Calama110
Capricornio 110	Capricor110
CD Antofagasta 013	Antofa110
Centro 110	Centro110
Cerro Colorado 110	Colorado110
Chacaya 220	Chacaya220
Chapiquiña 066	Chapiqui66
Chuquicamata 110	Chuqui110
Collahuasi 220	Collahua220
Dolores 110	Dolores110
Domeyko 220	Domeyko220
El Abra 220	EIAbra220
El Aguila 066	Aguila66
El Loa 220	ELoa220
El Negro 110	Negro110
El Tesoro 220	Tesoro220
Enaex 110	Enaex110
Escondida 220	Escondida220
Esperanza 220	Esperanza220
Gaby 220	Gaby220
Iquique 066	Iquique66
La Cruz 220	LaCruz220
La Negra 110	Negra110
Lagunas 023	Lagunas220
Lomas Bayas 220	LBayas220
Mantos Blancos 220	MBlancos220
Mantos de la Luna 110	MLuna110
Mejillones 110	Mejillon110
Minsal 023	Minsal110
Nueva Victoria 220	NVictoria220
O'higgins 220	Ohiggins220
Pacifico 110	Pacifico110
Palestina 220	Palestina220
Pampa 110	Pampa110
Pozo Almonte 066	PAlmonte66
Quebrada Blanca 220	QBlanca220
Radomiro Tomic 220	RTomic220
Spence 220	Spence220
Sulfuros 220	Sulfuros220
Tamarugal 066	Tamarugal66
Tarapaca 220	Tarapaca220
Zaldivar 220	Zaldivar220

### 2.3 Características de las líneas de transmisión

Los parámetros de resistencia, reactancia y capacidad de transmisión de las líneas representadas en el modelo SDDP se indican en el cuadro siguiente.

Adicionalmente se impone un límite de 344 MW sobre la suma de las transmisiones Crucero – Laguna, Crucero – Nueva Victoria y Encuentro – Collahuasi.

**Características líneas de transmisión**

Tramo	R(%)	X(%)	MW	Obs.
Tarapaca220 - Lagunas220	0.282	2.253	366	
Crucero220 - Lagunas220	3.203	14.822	183	
Crucero220 - Chuqui220	0.744	5.953	330	
Crucero220 - Laberinto220	1.992	11.003	330	
Chacaya220 - Crucero220	3.152	13.169	291	
Crucero220 - Escondida220	3.911	20.04	180	
Salta345 - Andes345	0.963	12.03	777	
Chacaya220 - Caprico220	0.83	4.239	332	
Laberinto220 - MBlancos220	1.438	5.951	290	
Tocopilla220 - TocoDesf	0	7.16	200	
Zaldivar220 - Escondida220	0.208	1.141	360	
Atacama220 - Domeyko220	2.097	8.7	512	
Lagunas220 - PAlmonte220	1.446	6.025	328	
Atacama220 - Encuentro220	0.756	4.77	772	
Caprico220 - MBlancos220	0.265	1.356	332	
Capricor110 - Antofa110	1.74	5.549	76	
Condores220 - Parinaco220	4.161	18.735	91	
Tarapaca220 - Condores220	1.294	5.785	183	
Chacaya220 - Mejillon220	0.022	0.11	332	
Domeyko220 - Escondida220	0.145	0.601	300	
Crucero220 - Encuentro220	0.004	0.038	732	
Encuentro220 - Collahua220	3.719	16.964	109	
Lagunas220 - Collahua220	0.971	4.86	240	
Atacama220 - Esmeralda220	1.294	5.829	197	
Chuqui220 - Chuqui110	0.072	5.833	240	
Mejillon220 - Mejillon110	0	13.238	100	
Caprico220 - Capricor110	0	16.133	80	
Crucero220 - Salar220	0.791	6.359	330	
Salar220 - Chuqui220	0.149	1.018	330	
Aguila66 - Arica66	25.345	43.256	48	
AHospicio110 - Dragon110	0.263	0.665	98	
Andes220 - NZaldivar220	0.401	2.519	740	
Andes220 - Oeste220	0.779	3.227	290	
Andes345 - Andes220	0	1.52	750	
Angamos220 - Laberinto220	0.368	4.212	700	futura
Antofa110 - Antofa13	0	38.55	30	
Antofa110 - Desal110	1.481	3.542	57	
Antofa110 - Negra110	2.507	6.22	122	
Arica110 - Arica66	0	19.7	30	

Tramo	R(%)	X(%)	MW	Obs.
Arica110 - Dolores110	33.435	42.832	29	
Barril110 - MLuna110	6.034	8.792	70	
Barril220 - Barril110	0	40	30	
Barril220 - LaCruz220	0.212	1.698	948	
Capricor110 - Negro110	2.841	8.764	137	
Cavancha66 - PAlmonte66	30.002	43.841	41	
CDAntofa13 - Antofa13	10.576	18.279	28	
CDArica66 - Arica66	7.801	9.803	17	
Tamaya110 - A	12.336	41.883	65	
Tamaya110 - Salar110	14.34	45.992	65	
CDIquique66 - Iquique66	1.1	1.4	48	
Chacaya220 - EICobre220	0.686	5.82	700	futura
Chapiqui66 - Aguila66	19.952	34.053	48	
Chuqui110 - A	0.0004	0.001	200	
Chuqui110 - Km6	0.471	1.975	100	
Collahua220 - QBlanca220	0.311	2.014	180	
Condores110 - AHospicio110	0.316	0.799	98	
Condores110 - Pacifico110	1.124	2.695	98	
Condores110 - Palafitos110	1.015	2.567	98	
Condores220 - Condores110	0	7.1	195	
Crucero220 - EIAbra220	1.071	8.353	330	
Crucero220 - NVictoria220	3.257	13.609	183	
Crucero220 - RTomic220	0.871	6.745	450	
Desal110 - Pampa110	2.64	6.314	57	
Dolores110 - PAlmonte110	19.28	24.699	29	
Domeyko220 - Sulfuros220	0.017	0.086	293	
EICobre220 - Laberinto220	0.062	0.259	700	futura
EILOa220 - Crucero220	0.063	0.409	490	
Encuentro220 - Spence220	1.011	5.62	318	
Encuentro220 - Tesoro220	1.967	7.743	125	
Endesa110 - Enaex110	0.284	0.435	93	
Esmeralda110 - Centro110	0.068	0.173	98	
Esmeralda110 - Portada110	2.015	5.098	98	
Esmeralda110 - Sur110	0.784	1.982	98	
Esmeralda110 - Uribe110	1.909	4.829	98	
Esmeralda220 - Esmeralda110	0	7.1	195	
Iquique66 - Cavancha66	2.284	3.338	41	
Iquique66 - PAlmonte66	21.441	37.565	46	
Laberinto220 - LBayas220	0.187	0.86	209	
Laberinto220 - NZaldivar220	1.416	7.818	330	
LaCruz220 - Crucero220	0.06	0.479	948	
Lagunas220 - Lagunas23	0	79.556	24	
Llanos220 - Domeyko220	1.072	4.289	183	
Mejillon110 - Endesa110	0.015	0.023	93	
Mejillon110 - Lince110	9.372	23.355	48	
Mejillon220 - Ohiggins220	1.51	6.264	177	EDAG en Mejillones
Minsal110 - Minsal23	0	33.65	20	
Negra110 - Altonorte110	0.627	1.555	122	
Negro110 - Altonorte110	0.545	1.682	137	

Tramo	R(%)	X(%)	MW	Obs.
Norgener220 - Barril220	0.087	0.699	948	
NVictoria220 - Lagunas220	0.334	1.397	183	
NZaldivar220 - Sulfuros220	0.268	1.099	293	
NZaldivar220 - Zaldivar220	0.003	0.017	360	
Oeste110 - Minsal110	5.776	11.536	50	
Oeste220 - Laberinto220	1.746	7.227	290	
Oeste220 - Oeste110	0	27.091	55	
Ohiggins220 - Palestina220	0.82	3.281	183	
Palestina220 - Llanos220	0.006	0.025	183	
Pampa110 - Mejillon110	4.03	9.641	57	
Parinaco220 - Parinaco66	0	10.99	120	
Parinaco66 - Chinchorro66	1.143	2.89	59	
Parinaco66 - Pukara66	0.812	2.056	59	
Parinaco66 - Quiani66	1.283	3.422	59	
PAlmonte110b - Colorado110	5.031	20.12	164	
PAlmonte110 - PAlmonte66	0	19.75	30	
PAlmonte220 - PAlmonte110	0	13.275	100	
PAlmonte220 - PAlmonte110b	0	13.275	100	
PAlmonte66 - Tamarugal66	14.402	21.301	10	
Salar110 - Calama110	2.269	3.755	44	
Salar110 - Km6	0.637	1.525	62	
Salar220 - Salar110	0.096	10.491	120	
Tocopilla110 - A	7.006	23.482	130	
Tocopilla110 - Tamaya110	0.745	2.454	130	
Tocopilla110 - Tocopilla5	0	2.167	30	
Tocopilla220 - ElLoa220	0.404	2.633	490	
Tesoro220 - Esperanza220	0.258	1.072	183	
Esperanza220 - ElCobre220	0.86	3.43	366	futura
NZaldivar220 - Escondida220	0.235	1.207	180	futura
ElCobre220 - Gaby220	1.219	5.088	274	futura
Laberinto220 - Gaby220	1.277	5.327	274	

Se han considerado las siguientes ampliaciones al sistema de transmisión:

2010-jul	Crucero - Encuentro seccionada en Laberinto y Nueva Zaldívar Angamos – Laberinto Esperanza – El Cobre El Cobre – Gaby Chacaya – El Cobre
2012-ene	Encuentro – Collahuasi
2014-ene	Tamaya – Salar, 110 kV Tocopilla – S/E A, 110 kV

### 3. GENERACIÓN

#### 3.1 Centrales existentes

Las características de las centrales existentes corresponden a las utilizadas en el cálculo definitivo de Precios de Nudo de abril de 2010.

#### 3.2 Expansión de la generación

La expansión de la generación, que se muestra en los cuadros siguientes, corresponde a la utilizada en el cálculo definitivo de Precios de Nudo de abril de 2010.

**Plan de obras de generación**

Central	Tipo	Potencia Neta [MW]	Tipo de Unidad Generadora	Conexión SING	Fecha Puesta En Servicio	Costo Unitario de Inversión [US\$/kW]
CT ANDINA	En construcción	150	Carbón	Chacaya 220	Dic-10	-
HORNITOS	En construcción	150	Carbón	Chacaya 220	Mar-11	-
ANGAMOS I	En construcción	230	Carbón	Laberinto 220	Abr-11	-
ANGAMOS II	En construcción	230	Carbón	Laberinto 220	Oct-11	-
EOLICO SING I	Recomendadas	40	Eólica	Laberinto 220	Ene-12	2000
EOLICO SING II	Recomendadas	100	Eólica	Crucero 220	Ene-16	2000
GEOTERMICA SING I	Recomendadas	40	Geotermia	Calama 110	Sep-16	3550
EOLICO SING III	Recomendadas	50	Eólica	Laberinto 220	Mar-17	2000
GEOTERMICA SING II	Recomendadas	40	Geotermia	Calama 110	Dic-17	3550
MEJILLONES I	Recomendadas	200	Carbón	Chacaya 220	Sep-18	2350
TARAPACA I	Recomendadas	200	Carbón	Tarapacá 220	Abr-18	2350
MEJILLONES II	Recomendadas	200	Carbón	Chacaya 220	Jun-19	2350
MEJILLONES III	Recomendadas	200	Carbón	Chacaya 220	Oct-19	2350
TARAPACA II	Recomendadas	200	Carbón	Tarapacá 220	Abr-20	2350
TARAPACA III	Recomendadas	200	Carbón	Tarapacá 220	May-21	2350

#### 3.3 Combustibles

Tanto la disponibilidad como los precios de los combustibles corresponden a los utilizados en el Informe Definitivo de Precios de Nudo de Abril de 2010.

## ANEXO 3: SIC – DATOS BÁSICOS PARA LA SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN

### 1. DEMANDA

#### 1.1 Proyección de demanda

La demanda del escenario base corresponde a la proyección utilizada por la CNE en el Informe Definitivo de Precios de Nudo de abril 2010. Las tasas de crecimiento de esta proyección se muestran en la tabla siguiente

**Tasas de crecimiento de la previsión CNE**

Año	Libres	Regulados	Total
2010	2.1%	0.9%	1.4%
2011	14.1%	5.6%	9.1%
2012	6.0%	5.1%	5.4%
2013	7.2%	5.3%	6.1%
2014	6.2%	5.3%	5.7%
2015	5.6%	5.2%	5.3%
2016	5.3%	5.1%	5.2%
2017	5.5%	5.0%	5.2%
2018	5.9%	4.9%	5.4%
2019	5.9%	4.9%	5.4%
2020	5.8%	4.9%	5.3%

#### 1.2 Forma de la demanda del SIC

La demanda se representa en los modelos de simulación mediante curvas de duración mensual en un número discreto de niveles de demanda o bloques. El número máximo de bloques a utilizar en el modelo SDDP es de 5.

A partir de la estadística de generación bruta horaria del SIC del año 2009 se han definido las horas de los 5 bloques de demanda mensual con el siguiente criterio:

- Bloque de mayor demanda (bloque 1): la diferencia entre el nivel en MW del bloque de mayor demanda y la demanda máxima mensual no debería ser mayor de 100 MW
- Bloque de menor demanda (bloque 5): la diferencia entre el nivel en MW del bloque de menor demanda y la demanda mínima mensual no debería ser mayor de 200 MW
- Los tres bloques restantes se determinaron de modo de hacer mínima la suma de los cuadrados entre los datos horarios y la demanda del bloque.

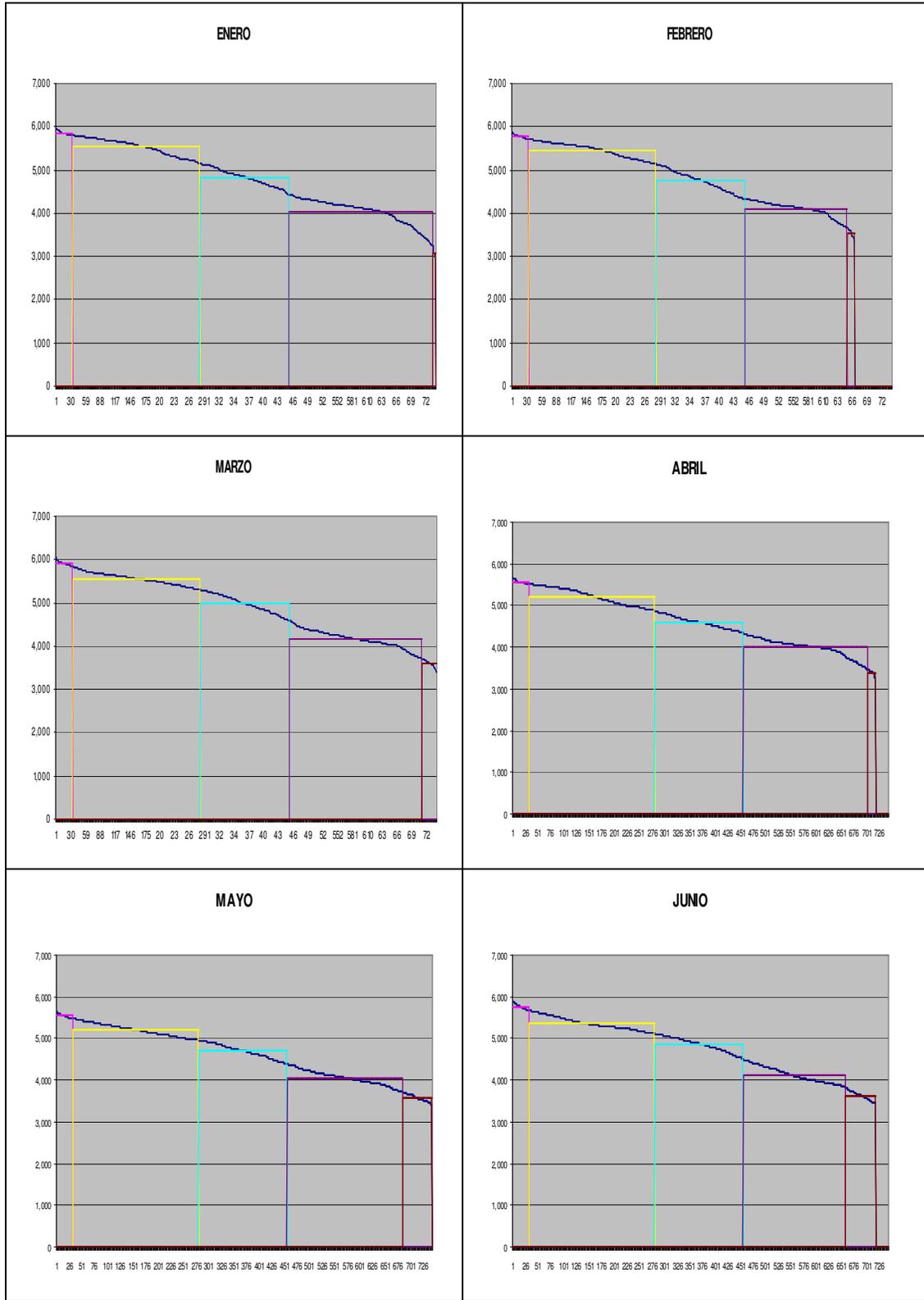
En cuadro siguiente se muestran las horas de cada uno de los 5 bloques mensuales resultantes.

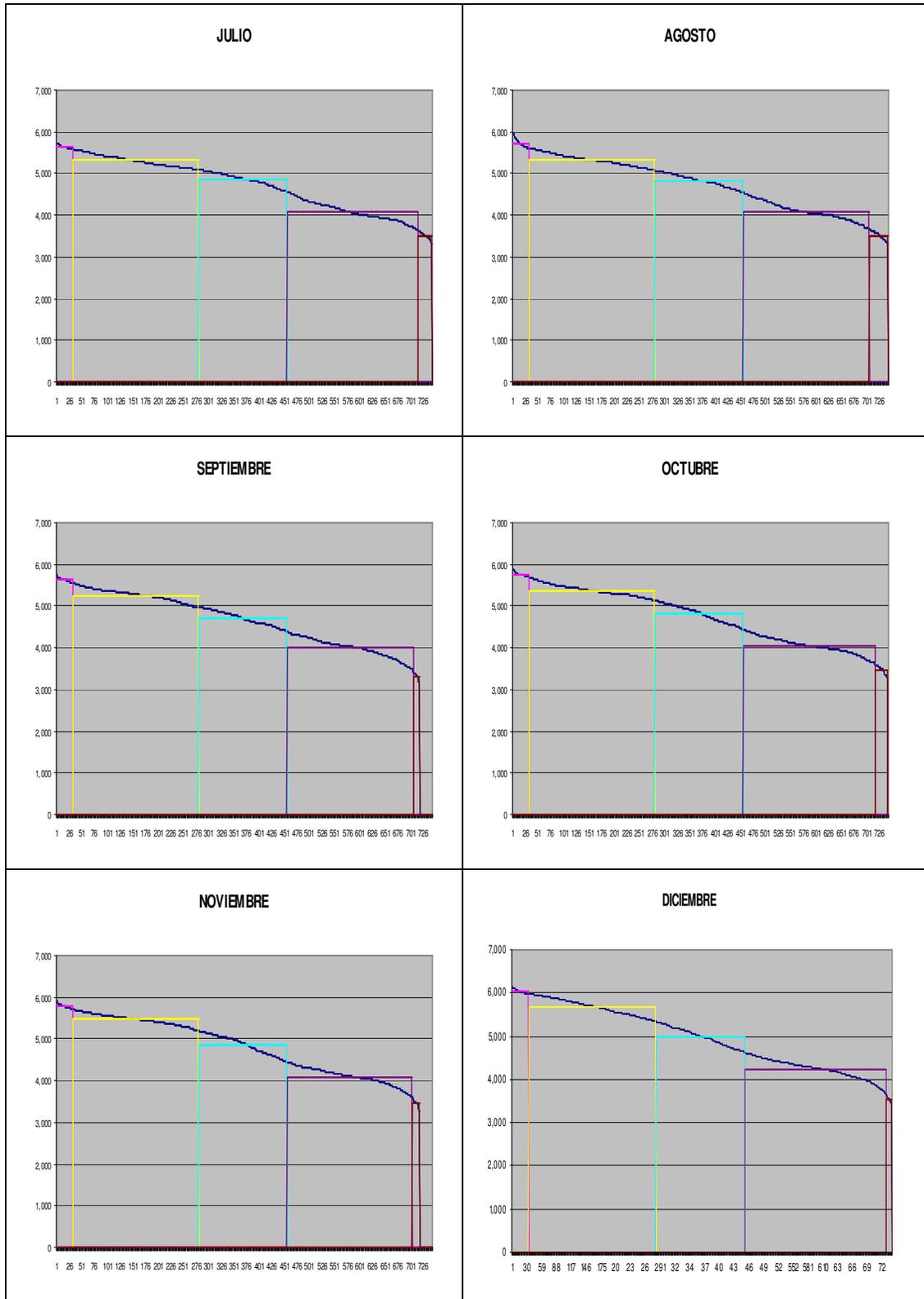
**Duración bloques de demanda (horas)**

Mes	Bloque-1	Bloque-2	Bloque-3	Bloque-4	Bloque-5
Enero	13	243	196	286	6
Febrero	40	246	143	228	15
Marzo	24	282	157	252	29
Abril	40	218	205	240	17
Mayo	29	275	169	213	58
Junio	22	248	185	204	61
Julio	40	274	169	233	28
Agosto	7	266	204	230	37
Septiembre	12	249	198	249	12
Octubre	17	283	167	253	24
Noviembre	24	270	155	255	16
Diciembre	33	249	175	276	11

Las curvas de duración mensual, horaria y por bloques, correspondientes a 2009 se muestran en los gráficos siguientes.

SIC – Curvas de duración de demanda 2009





### 1.3 Demanda por barra

#### a) Proyección de demandas CNE

La metodología utilizada por la CNE para la realización de proyecciones de demanda se basa en proyecciones realizadas por los mismos agentes: las empresas distribuidoras y los generadores para sus clientes libres. Se puede resumir en los siguientes conceptos:

Primeros 4-5 años

- Se parte de la proyección hecha por las distribuidoras y suministradores de clientes libres
- Esta es una proyección por barra para un horizonte de unos 4-5 años
- La CNE chequea lo razonable de estas proyecciones y su consistencia con crecimientos históricos y proyecciones de crecimiento económico
- Incorpora proyectos de tamaño significativo con elevada probabilidad de ejecutarse y que no fueron incluidos en las proyecciones de distribuidores y generadores
- Se llega a una proyección por tipo de cliente (regulados, libres abastecidos por distribuidores y libres abastecidos por generadores) por barra para el horizonte indicado

Período posterior

- La proyección después de ese período se hace con tasas de crecimiento, eventualmente diferentes por tipo de consumo, de modo que resulte una tasa global que se proyecta separadamente.

#### b) Proyección de demandas CDEC-SIC

El CDEC-SIC utiliza, salvo para el año en curso, la proyección de demandas de la CNE por zonas, pero efectúa una distribución por barras con la metodología que se indica a continuación.

Primer año

- Proyección de ventas de las empresas (en abril de cada año)
- Clientes libres: barra correspondiente
- Empresas distribuidoras: distribución por barras del consumo anual (igual a la del año anterior). Mismo % todos los meses
- Las demandas se agrupan por zonas (6 zonas, las mismas que la CNE)

Segundo año adelante

- El consumo total anual será igual al proyectado por la CNE
- Se determinan proyecciones de energía anual por zonas:
  - o Consumo regulado anual total por barra (en cada zona) es igual al proyectado por la CNE
  - o Consumo industrial por zona
    - Consumos existentes: se aplica una tasa de crecimiento de 1.8% anual

- Se incorporan proyectos industriales o mineros individuales en cada zona
- Si la suma para el conjunto del sistema es menor que el total proyectado por la CNE para los clientes libres, se incrementan los consumos existentes proyectados proporcionalmente para ajustar al total CNE
- Si la suma para el conjunto del sistema es mayor que el total proyecto por la CNE para los clientes libres, se reduce proporcionalmente la demanda de los clientes existentes en todas las zonas
- El resultado es una proyección de demanda anual de clientes libres por barra
  - El resultado es una proyección por zonas de los consumos regulados y no regulados
- Se determina la forma del consumo por barra
  - Se determinan las curvas de duración de demanda, regulado e industrial, por barra correspondientes a 2008
  - Se expresa la energía de cada bloque como % de la energía anual de la barra
  - La forma de demanda indicada se aplica al consumo anual de todos los años futuros

### **c) Proyección de demandas adoptada**

Considerando que la información básica de proyección de demandas es la elaborada por la CNE y que la distribución por tipo de clientes y por barras se basa, para los primeros años, en información proporcionada por los propios consumidores, en este estudio se utilizará la proyección de demandas por barra determinada por la CNE y utilizada para los cálculos en el Informe Definitivo de Precios de Nudo de abril de 2010 y que se entrega en los archivos correspondientes del modelo OSE2000.

La demanda por barras del modelo SDDP se indica en el cuadro siguiente. Los totales no corresponden con las ventas proyectadas pues las demandas SDDP incluyen pérdidas de transmisión en líneas de menor tensión.

**Demandas por barras (GWh)**

Barra	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
AguaSanta110	556	580	607	632	659	687	716	745	774	805
AJahuel110	277	289	303	317	332	348	364	381	398	416
AJahuel220	374	382	384	385	387	395	409	431	453	477
AMelipilla	584	619	658	698	740	786	833	883	935	990
Ancoa220	3	3	3	3	4	4	4	5	5	5
BBlanco66	471	499	526	556	588	622	656	692	730	770
Buin110	318	331	347	364	384	405	427	449	472	496
Candelaria	2036	2035	2036	2036	2036	2069	2137	2252	2372	2497
Cardones110	1237	1274	1334	1403	1455	1519	1592	1679	1771	1866
Cardones220	796	795	795	1321	1871	2326	2507	2751	3014	3300
Charrua154	1522	1602	1684	1769	1860	1957	2058	2165	2276	2393
Charrua220	858	859	867	864	862	874	901	946	995	1045
Chena110	1267	1334	1420	1511	1593	1678	1764	1854	1947	2044
Ciruelos220	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CNavia110	4513	4738	5028	5336	5618	5911	6210	6524	6851	7192
Colbun	444	445	446	446	447	455	471	497	524	551
Concep154	1362	1432	1494	1561	1629	1706	1788	1878	1972	2071
CPinto220	144	144	144	144	144	146	151	159	168	176
DAlmagro220	915	1044	1080	1131	1139	1163	1205	1269	1337	1408
Florida110	1772	1855	1952	2054	2156	2262	2370	2481	2596	2716
Hualpen154	1742	1892	1981	1995	2013	2069	2145	2259	2379	2502
Itahue154	1240	1309	1383	1462	1544	1631	1725	1820	1919	2023
Lagunilla154	440	463	490	518	549	581	615	650	688	726
LAlmen110	1487	1559	1646	1740	1829	1923	2018	2116	2218	2324
Lampa220	242	252	267	279	297	317	336	356	377	399
LaUnion66	171	180	188	197	207	218	228	239	250	262
LLagos66	67	70	73	76	80	83	87	91	95	99
LoEspejo110	1105	1154	1214	1277	1345	1416	1489	1563	1641	1722
LosVilos220	211	236	254	264	274	285	298	312	327	342
Maiten110	429	444	461	500	513	525	577	608	640	674
Maitenci220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Malloa	127	133	140	147	155	163	171	180	188	197
Mirafior110	846	878	919	957	1004	1052	1100	1150	1201	1255
Ochagavia110	1884	1976	2090	2211	2333	2455	2580	2709	2842	2982
Paine	256	266	278	291	307	325	342	360	379	398
PAzucar110	1673	1802	1955	2020	2069	2150	2230	2330	2434	2542
PColorada220	114	136	623	777	888	942	973	1026	1080	1137
PCortes	174	180	189	197	208	219	231	243	255	268
PMontt220	986	1083	1200	1314	1438	1573	1720	1879	2053	2243
Polpaico220	2849	3086	3182	3270	3472	3585	3952	4158	4373	4596
Pullinque66	259	268	278	289	300	312	325	337	350	363
Quillota220	1535	1734	1990	2073	2103	2196	2269	2390	2518	2650
Rancagua	1058	1125	1180	1252	1322	1375	1436	1510	1587	1667
Rapel	511	543	580	620	663	710	759	810	865	923
Salto110	1906	1996	2104	2219	2332	2449	2569	2693	2821	2955
SanPedro110	1652	1713	1749	1789	1836	1899	1968	2050	2137	2226
Sauz110	5	5	6	6	6	7	7	7	8	8
Temuco66	850	898	949	1003	1060	1119	1180	1244	1310	1380

Teno	283	309	325	337	351	366	383	403	424	446
Tinguiririca	457	478	503	529	558	587	618	649	682	717
Valdivia66	399	410	417	426	436	446	458	471	485	499
Ventanas110	415	419	422	426	431	440	455	478	502	527
Total	44821	47257	50143	52995	55829	58733	61807	65129	68618	72270

La demanda de las barras de consumo regulado y consumo de clientes libres representadas en el modelo OSE se han reducido a las barras representadas en el SDDP de acuerdo a la asignación que se presenta en los siguientes cuadros.

**Asignación demanda distribuidoras de barras de CNE a barras del modelo SDDP**

Barra CNE distribuidoras	Barra SDDP
Abanico 154	Charrua154
Aihuapi 023	BBlanco66
Alameda 015	Rancagua
Alcones 023	Rapel
Algarrobo Norte 13.8	AguaSanta110
Alonso de Cordova 13.8	50% Salto110      50% LAlmen110
Altamirano 13.8	CNavia110
Alto del Carmen 13.8	Maiten110
Ancoa 220	Ancoa220
Ancud 13.8	PMontt220
Andacollo 13.8	PAzucar110
Andalien 13.8	Concep154
Andes 13.8	LAlmen110
Angol 13.8	Charrua154
Apoquindo 13.8	LAlmen110
Arenas Blancas 13.8	Concep154
Balandras 12.5	AguaSanta110
Batuco 13.8	CNavia110
Bollenar 13.8	AMelipilla
Brasil 13.8	CNavia110
Buin CGE 015	AJahuel110
Bulnes 066	Charrua154
Bulnes Copelec 13.2	Charrua154
Cabildo 13.8	SanPedro110
Cabrero 023	Charrua154
Cabrero 13.8	Charrua154
Cachapoal 13.8	Rancagua
Caldera 13.8	Cardones110
Caleu 012	SAnPedro110
Carampangue 13.8	Lagunilla154
Cardones 110	Cardones110
Carrascal 012	CNavia110
Casablanca 13.8	AguaSanta110
Casas Viejas 13.8	SanPedro110
Catemu 13.8	SanPedro110
Cauquenes 13.8	Charrua154
Cerrillos 13.8	Cardones110

Barra CNE distribuidoras	Barra SDDP
Cerro Chepe 066	Concep154
Chacabuco 13.8	CNavia110
Chacahuin 13.8	Itahue154
Chañaral 13.8	DAlmagro220
Charrua 13.2	Charrua154
Chiguayante 015	Concep154
Chiguayante 066	Concep154
Chillan 012	Charrua154
Chimbarongo 13.8	Teno
Chivilcan 13.8	Temuco66
Chocalan 13.8	AMelipilla
Cholguan STS 13.8	Charrua154
Chonchi 023	PMontt220
Chumaquito 13.8	Rancagua
Cipreses 154	Itahue154
Club Hipico 13.8	Ochagavia110
Cocharcas 066	Charrua154
Cocharcas 13.2	Charrua154
Cocharcas 13.8	Charrua154
Colaco 023	PMontt220
Colbun 220	Colbun
Colchagua 015	Tinguiririca
Colcura 015	Lagunilla154
Collipulli 066	Charrua154
Collipulli 13.8	Charrua154
Colo Colo 13.8	Concep154
Combarbala 13.8	LosVilos220
Con Con 13.8	Miraflor110
Constitucion 066	Itahue154
Constitucion 13.8	Itahue154
Cooperativa Talca 13.8	Itahue154
Copiapo 13.8	Cardones110
Coronel 2 015	Lagunilla154
Corral 023	Valdivia66
Costanera 012	Florida110
Curacautin 13.2	Temuco66
Curacavi 012	CNavia110
Curanilahue 13.8	Lagunilla154
Curico 066	Itahue154
Curico 13.2	Itahue154
Diego de Almagro 023	DAlmagro220
Duqueco 023	Charrua154
Ejercito 13.8	Concep154
El Avellano 023	Charrua154
El Empalme 13.8	PMontt220
El Indio 110	PAzucar110
El Maiten 13.8	AMelipilla
El Manzano 015	Tinguiririca
El Manzano 023	Polpaico220

Barra CNE distribuidoras	Barra SDDP
El Melon 13.8	SanPedro110
El Monte 13.8	AMelipilla
El Paico 13.8	AMelipilla
El Peñon 13.2	PAzucar110
El Peumo 13.8	Rapel
El Salado 023	DAlmagro220
El Sauce 13.8	PAzucar110
El Totoral 12.5	AguaSanta110
Enacar 13.8	Lagunilla154
Entel 012	Polpaico220
Escuadron 015	Lagunilla154
Fatima 13.8	Paine
Florida 012	Florida110
Frutillar 013	BBlanco66
Graneros 015	Rancagua
Graneros 066	Rancagua
Guayacan 13.2	PAzucar110
Guindos 066	AJahuel110
H. Fuentes 13.8	Cardones110
Hospital 066	Paine
Hospital 13.8	Paine
Hualañe 13.8	Itahue154
Illapel 13.2	LosVilos220
Imperial 023	Temuco66
Incahuasi 13.8	PAzucar110
Isla de Maipo 13.8	Paine
Itahue 1 066	Itahue154
Itahue 13.2	Itahue154
Juncal 13.8	SanPedro110
La Calera 012	SanPedro110
La Cisterna 13.8	LoEspejo110
La Dehesa 13.8	Salto110
La Esperanza 13.8	Rapel
La Manga 13.8	Rapel
La Palma 13.8	Itahue154
La Pintana 13.8	50% AJahuel110 50% Florida110
La Reina 13.8	50% LAlmen110 50% Florida110
La Union 13.8	LaUnion66
Laja 066	Charrua154
Laja 13.8	Charrua154
Lampa 220	Lampa220
Las Acacias 13.8	LoEspejo110
Las Arañas 13.8	Rapel
Las Cabras 13.8	Tinguiririca
Las Compañías 13.8	PAzucar110
Las Piñatas 13.8	AguaSanta110
Las Vegas 044	SanPedro110
Las Vegas 13.2	SanPedro110
Latorre 13.8	Hualpen154

Barra CNE distribuidoras	Barra SDDP
Lautaro 066	Temuco66
Lautaro 13.8	Temuco66
Lebu 13.2	Lagunilla154
Licanco 13.8	Temuco66
Licanten 13.2	Itahue154
Lihueimo 13.8	Rapel
Linares 13.8	Itahue154
Linares Norte 13.8	Itahue154
Lirquen 015	Concep154
Lirquen 066	Concep154
Lo Aguirre 012	CNavia110
Lo Boza 13.8	CNavia110
Lo Miranda 13.8	PCortes
Lo Prado 012	CNavia110
Lo Valledor 13.8	Chena110
Loma Colorada 13.8	50% Concep154    50% Lagunilla154
Loncoche 13.2	Pullinque66
Longavi 066	Itahue154
Longavi 13.8	Itahue154
Lord Cochrane I 012	50% CNavia110    50% Ochagavia110
Loreto 015	PCortes
Los Angeles 015	Charrua154
Los Angeles_SIC2 012	Polpaico220
Los Dominicos 13.8	LAlmen110
Los Lagos 13.8	LLagos66
Los Loros 13.8	Cardones110
Los Negros 13.8	BBlanco66
Los Puentes 023	BBlanco66
Lota 13.8	Lagunilla154
Macul 13.8	Florida110
Mahns 015	Concep154
Maipu 13.8	Chena110
Malloa 13.8	Malloa
Malloco 012	50% Buin110    50% LoEspejo110
Mampil 220	Charrua220
Mandinga 13.8	Rapel
Manso de Velasco 13.8	Charrua154
Marbella 023	SanPedro110
Marchigue 13.8	Rapel
Marga Marga 13.8	Mirafior110
Marquesa 023	PAzucar110
Maule 015	Itahue154
Melipilla 13.8	AMelipilla
Metrenco 066	Temuco66
Metro I 110	50% CNavia110    50% Ochagavia110
Metro II 110	50% CNavia110    50% Ochagavia110
Miraflores 13.8	Mirafior110
Molina 13.8	Itahue154
Monte Aguila 066	Charrua154

Barra CNE distribuidoras	Barra SDDP
Monte Patria 13.8	PAzucar110
Nancagua 13.8	Tinguiririca
Negrete 13.8	Charrua154
Niquen 066	Charrua154
Ochagavia 012	Ochagavia110
Osorno 13.8	BBlanco66
Ovalle 13.8	PAzucar110
Padre Las Casas 13.8	Temuco66
Paillaco 13.8	LLagos66
Pajaritos 13.8	50% Navia110      50% Chena110
Pan de Azucar 13.2	PAzucar110
Panamericana 12.5	LoEspejo110
Pangue 012	Charrua154
Panguilemo 066	Itahue154
Panguilemo 13.8	Itahue154
Panguipulli 13.8	Pullinque66
Paniahue 13.8	Rapel
Panimavida 13.8	Itahue154
Panquehue 044	SanPedro110
Parral 13.2	Charrua154
Parronal 13.8	Itahue154
Pelequen 13.8	Malloa
Penco 13.8	Concep154
Perales 015	Concep154
Picarte 13.8	Valdivia66
Pichirropulli 13.8	LaUnion66
Pid Pid 13.8	PMontt220
Piduco 13.8	Itahue154
Pillanlelbun 13.8	Temuco66
Pilmaiquen 13.8	BBlanco66
Pirque 13.2	AJahuel220
Pitrufquen 13.8	Temuco66
Placeres 13.8	AguaSanta110
Placilla 13.8	Tinguiririca
Plantas 13.2	Cardones110
Playa Ancha 13.8	AguaSanta110
Polpaico 023	CNavia110
Polpaico SIC 5 012	Lagunilla154
Puchoco 015	Lagunilla154
Pucon 023	Pullinque66
Pudahuel 13.8	CNavia110
Puente Alto 13.8	Florida110
Puerto Montt 023	PMontt220
Puerto Varas 13.8	PMontt220
Pumahue 13.8	Temuco66
Punitaqui 13.8	PAzucar110
Punta de Peuco 023	CNavia110
Purranque 13.8	BBlanco66
Quelentaro 13.8	Rapel

Barra CNE distribuidoras	Barra SDDP
Quellon 023	PMontt220
Queltehues 12.5	Florida110
Quereo 023	LosVilos220
Quilicura 13.8	CNavia110
Quillota 220	SanPedro110
Quilmo 13.2	Charrua154
Quilpue 110	Miraflor110
Quilpue 13.8	Miraflor110
Quinquimo 13.8	LosVilos220
Quinta 066	Teno
Quinta 13.8	Teno
Quintay 12.5	AguaSanta110
Quintero 012	Ventanas110
Quirihue 023	Itahue154
Rancagua 066	Rancagua
Rauquén 13.8	Teno
Recoleta 13.8	50% Salto110      50% CNavia110
Reñaca 13.8	Miraflor110
Renaico 066	Charrua154
Rengo 015	Malloa
Rengo 066	Malloa
Retiro 13.2	Itahue154
Rio Blanco 13.8	SanPedro110
Rosario 015	Rancagua
Rungue 012	SanPedro110
Salamanca 13.8	LosVilos220
San Antonio 012	AMelipilla
San Antonio 13.8	AMelipilla
San Bernardo 13.8	50% Buin110      50% LoEspejo110
San Carlos 13.8	Charrua154
San Clemente 015	Itahue154
San Cristobal 012	Salto110
San Felipe 012	Polpaico220
San Fernando 066	Tinguiririca
San Francisco de Mostazal 015	Rancagua
San Gregorio 13.8	Charrua154
San Javier 13.8	Itahue154
San Jeronimo 13.8	AguaSanta110
San Joaquin 13.8	Ochagavia110
San Joaquin CGET 13.2	PAzucar110
San Jose 13.8	CNavia110
San Juan 13.2	PAzucar110
San Miguel 13.8	Itahue154
San Pablo 13.8	CNavia110
San Pedro 13.2	SanPedro110
San Pedro CGET 13.8	Concep154
San Rafael 13.2	Polpaico220
San Sebastian 13.2	AMelipilla
San Vicente TT 13.8	Tinguiririca

Barra CNE distribuidoras	Barra SDDP
Santa Elena 13.8	Ochagavia110
Santa Elvira 13.8	Charrua154
Santa Marta 13.8	Chena110
Santa Raquel 13.8	Florida110
Santa Rosa 023	Rapel
Santa Rosa Sur 13.8	Florida110
Sauzal 110	Sauz110
Talcahuano 015	Hualpen154
Taltal 13.8	DAlmagro220
Tap San Rafael Emetal 13.8	Itahue154
Temuco 015	Temuco66
Temuco 220	Temuco66
Teno 13.2	Teno
Tierra Amarilla 023	Cardones110
Tome 023	Concep154
Traiguén 13.2	Temuco66
Tres Pinos 13.8	Lagunilla154
Tumbes 015	Hualpen154
Tunel Melon 012	SanPedro110
Tuniche 015	PCortes
Valdivia 13.8	Valdivia66
Vallenar 13.8	Maiten110
Valparaiso 13.8	AguaSanta110
Victoria 066	Temuco66
Victoria 13.8	Temuco66
Vicuña 13.8	PAzucar110
Villa Alegre 066	Itahue154
Villa Alegre 13.8	Itahue154
Villa Prat 13.8	Itahue154
Villarrica 13.8	Pullinque66
Vitacura 13.8	Salto110

**Asignación demanda barras clientes libres de CNE a barras del modelo SDDP**

Barras CNE clientes libres generadores	SDDP
Aconcagua 110	Polpaico220
Agua Santa 110	AguaSanta110
Algarrobo 110	Maiten110
Alto Jahuel 220	AJahuel220
C. Bio Bio 066	Hualpen154
Cabrero 13.8	Charrua154
Calera 060	SanPedro110
Cardones 110	Cardones110
Cardones 110	Cardones110
Cardones 220	Cardones220
Carrera Pinto 220	CPinto220
Cerro Navia 110	CNavia110
Chagres 012	Polpaico220
Charrua 154	Charrua154
Charrua 220	Charrua220
Chillan 154	Charrua154
Cholguan 066	Charrua154
Cholguan STS 13.8	Charrua220
Chumpullo 066	Valdivia66
Colbun 220	Colbun
Concepcion 066	Concep154
Constitucion 066	Itahue154
Diego de Almagro 110	DAlmagro220
Dos Amigos 023	Maiten110
Eka Nobel 154	Hualpen154
El Manzano 023	Polpaico220
El Sauce 13.8	PAzucar110
Enlace Maitenes 110	Ventanas110
Florida 110	Florida110
Horcones 066	Lagunilla154
Hualpen 154	Hualpen154
Huasco 110	Maiten110
Indura 015	Rancagua
Itahue 154	Itahue154
La Calera 110	SanPedro110
La Union 066	LaUnion66
Licanten 13.2	Itahue154
Linares 154	Itahue154
Lo Espejo 110	LoEspejo110
Los Angeles_SIC2 012	SanPedro110
Los Ciruelos 220	Ciruelos220
Los Piuquenes 220	Quillota220
Los Vilos 220	LosVilos220
Los Vilos 220	LosVilos220
Maipo 220	AJahuel220
Maitencillo 220	Maitenci220
Maitenes 012	Florida110

Barras CNE clientes libres generadores	SDDP
Malloco 012	LoEspejo110
Mapal 015	Hualpen154
Mapal 154	Hualpen154
Melipilla 110	AMelipilla
Metrenco 066	Temuco66
Mineros 220	Candelaria
Miraflores 110	Miraflores110
Molycop 13.8	Hualpen154
Monte Redondo 220	MonteRed220
Nueva Aldea 066	Charrua154
Ochagavia 110	Ochagavia110
Pachacama 110	SanPedro110
Paine 154	Paine
Pajonales 110	Maiten110
Pan de Azucar 110	PAzucar110
Pan de Azucar 110	PAzucar110
Pan de Azucar 220	PAzucar220
Pan de Azucar 220	PAzucar220
Petrodow 154	Hualpen154
Petropower 066	Hualpen154
Petroquim 154	Hualpen154
Polpaico 220	Polpaico220
Polpaico 220	Polpaico220
Puerto Montt 220	PMontt220
Punta de Peuco 023	CNavia110
Punta Toro 110	Maiten110
Punta Toro 110	Maiten110
Queltehues 12.5	Florida110
Quillota 220	Quillota220
Quilpue 110	Miraflores110
Quintero 012	Ventanas110
Rancagua 066	Rancagua
Rancagua 154	Rancagua
Rancagua 154	Rancagua
Renca 110	CNavia110
Romeral 110	PAzucar110
Romeral 110	PAzucar110
Saladillo 066	Polpaico220
Salamanca 13.8	PAzucar110
San Fernando 066	Tinguiririca
San Francisco de Mostazal 015	Rancagua
San Pedro CGET 066	Concep154
San Vicente 154	Hualpen154
San Vicente 154	Hualpen154
Sauzal 110	Sauz110
Sauzal 154	Sauz110
Temuco 066	Temuco66
Temuco 220	Cautin220

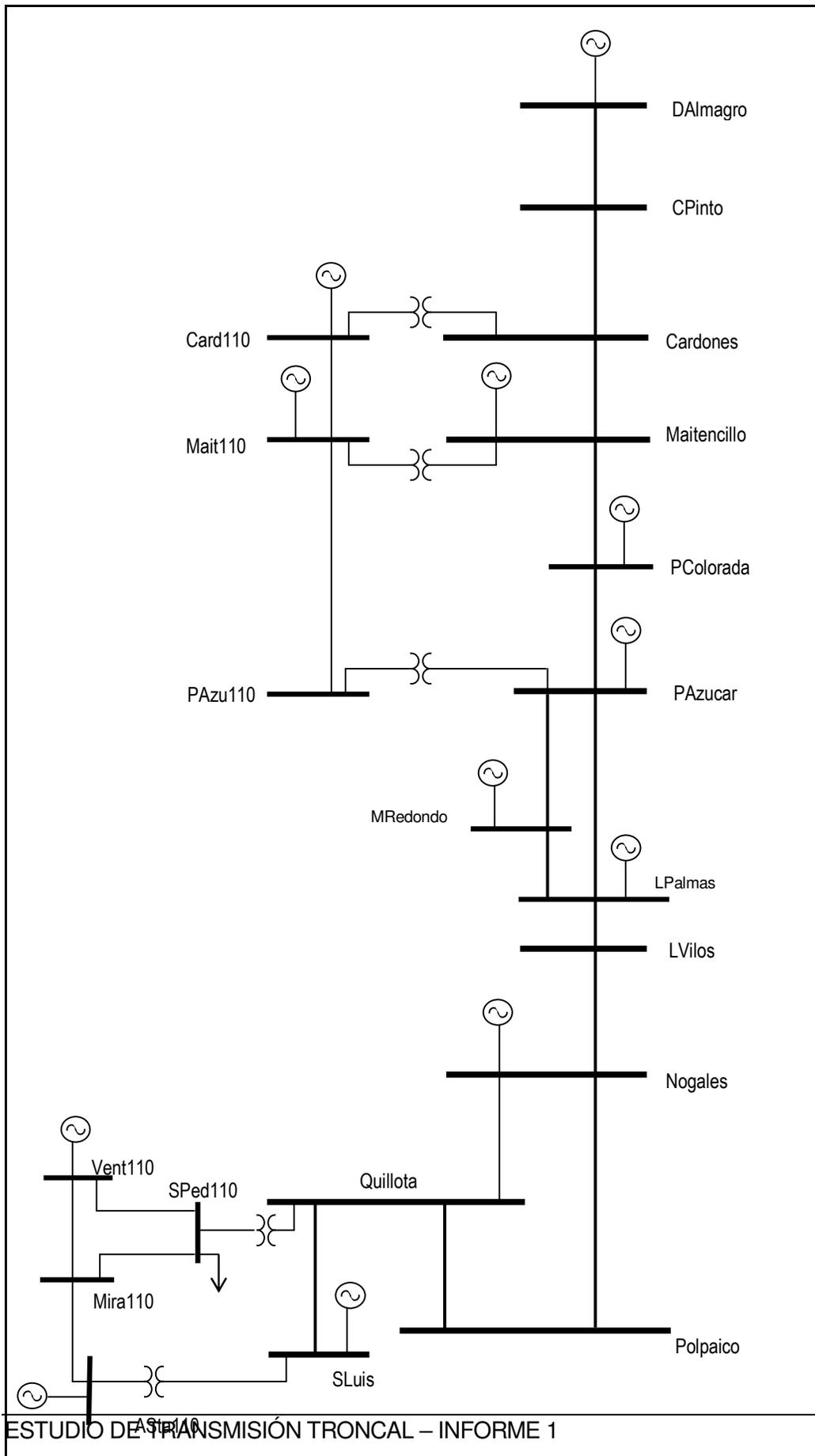
Barras CNE clientes libres generadores	SDDP
Teno 13.2	Teno
Teno 154	Teno
Tilcoco 154	Rancagua
Ventanas 110	Ventanas110
Viñales 023	Itahue154

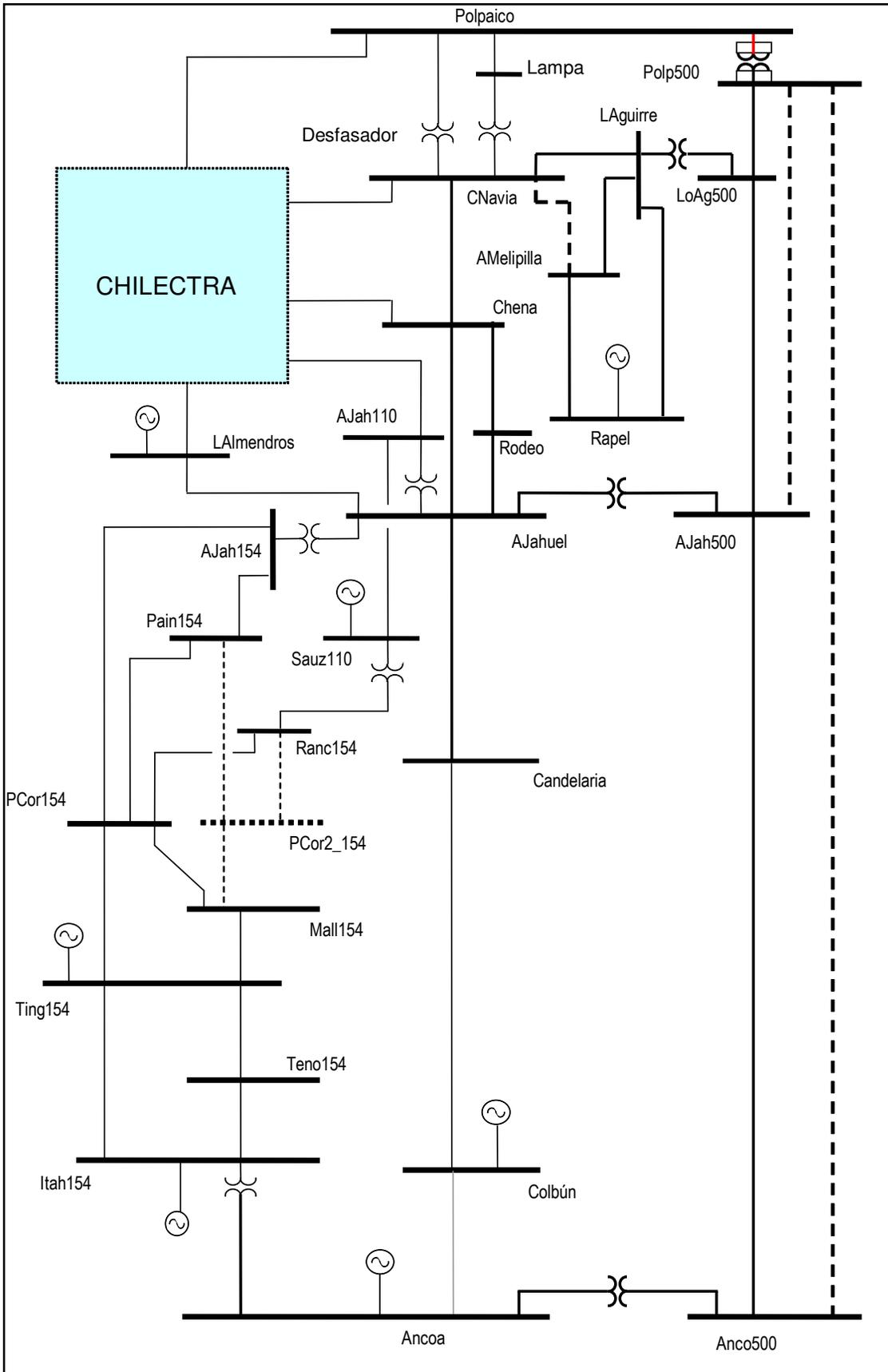
## 2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN

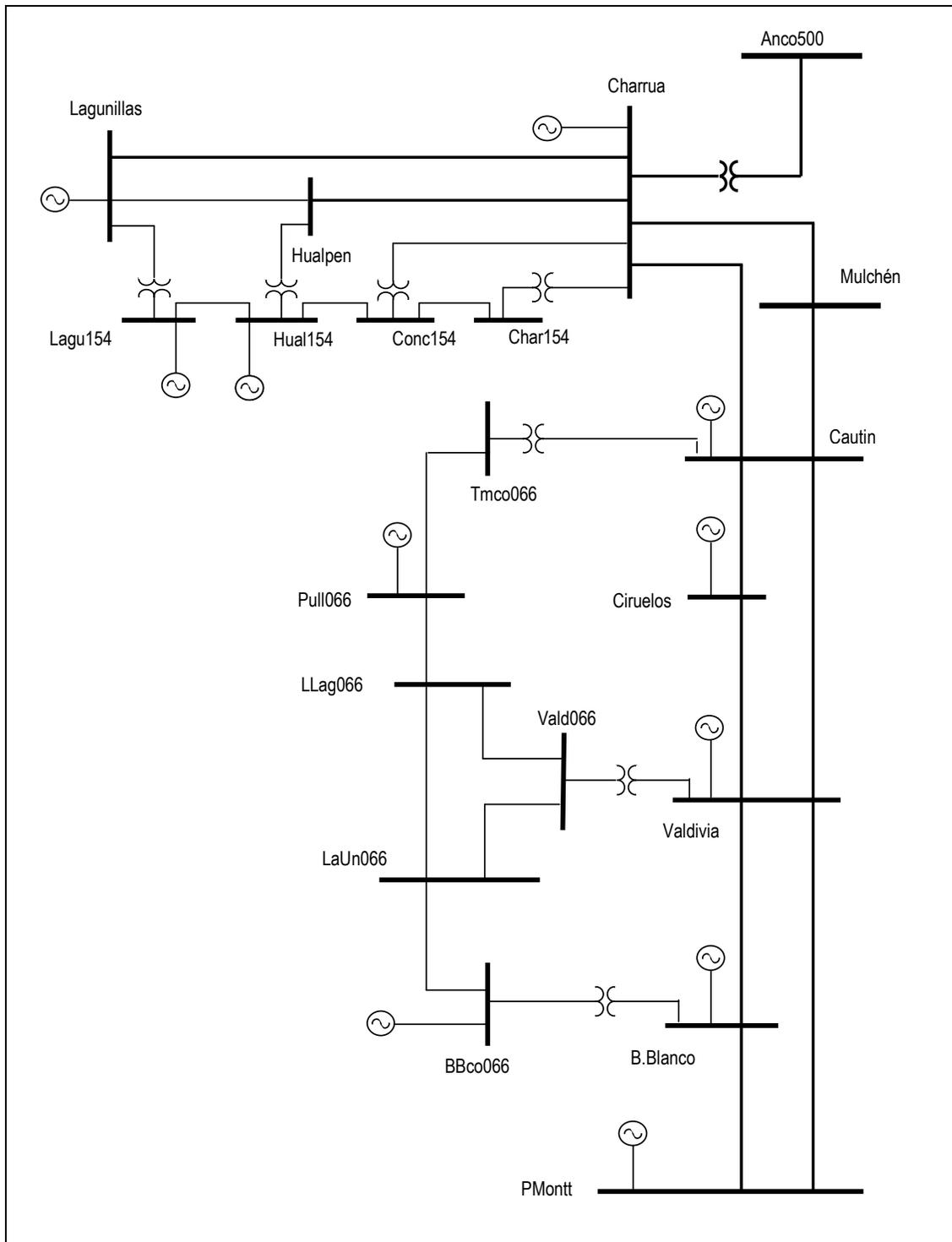
### 2.1 Representación del sistema de transmisión

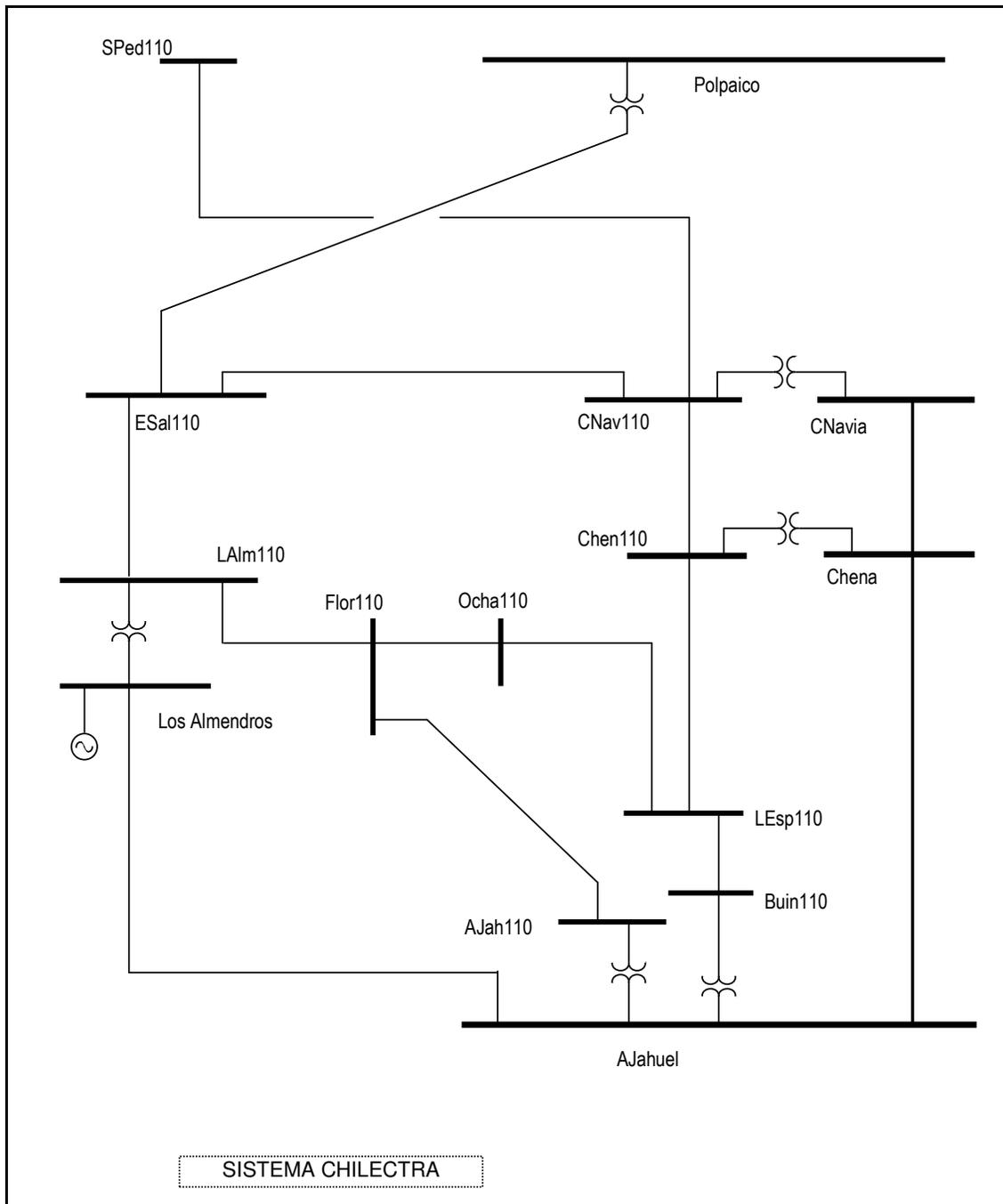
En los gráficos siguientes se muestra la representación del sistema de transmisión del SIC en el modelo SDDP.

Dado que los flujos que se establecen por las líneas dependen de los despachos para los distintos niveles de demanda del sistema, la representación del sistema de transmisión debe ser lo mas completa posible, independientemente de su pertenencia a los distintos segmentos del sistema de transmisión: sistemas troncales, de subtransmisión o adicionales. El conjunto de ellas es el que, junto con las generaciones y demandas, permite determinar los flujos por las líneas de transmisión y analizarlos en función de lo establecido en el Art. 74 de la Ley para poder calificarlos como pertenecientes al Sistema Troncal. Por lo tanto, los diagramas siguientes muestran solamente el sistema representado en el modelo SDDP y no pretenden reflejar ninguna apreciación a priori de cuales son líneas troncales o de otra denominación.









## 2.2 Características de las líneas de transmisión

Los parámetros de resistencia, reactancia y capacidad de transmisión de las líneas representadas en el modelo SDDP se indican en el cuadro siguiente.

**Características líneas de transmisión**

Zona	Tramo	kV	R(%)	X(%)	n° ctos	Límite Norte -> Sur (*)			Límite Sur -> Norte (*)			Entrada	Salida
						Inv	Ver	criterio	Inv	Ver	criterio		
Norte -220	D. Almagro - Carrera Pinto	220	1.486	5.861	1	197	166	N					
	Carrera Pinto - Cardones	220	1.551	6.187	1	197	166	N					
	Cardones - Maitencillo	220	0.912	3.638	3	394	332	N-1 estricto					
	Maitencillo - P. Colorada	220	1.223	4.874	2	320	290	N-1 con DAG	197	166	N-1 estricto		
	P. Colorada - P. Azúcar	220	0.771	3.071	2	320	290	N-1 con DAG	197	166	N-1 estricto		
	P. Azúcar – Las Palmas	220	3.046	11.926	1	224	197	N-1 estricto (1)					
	P. Azúcar - Monte Redondo	220	2.634	10.314	1	224	197	N-1 estricto					
	Monte Redondo – Las Palmas	220	0.412	1.612	1	224	197	N-1 estricto					
	Las Palmas - Los Vilos	220	0.823	3.223	2	224	197	N-1 estricto					
	Los Vilos - Nogales	220	0.973	3.865	2	224	197	N-1 estricto					
	Nogales - Polpaico	220	0.099	1.478	2	900		N-1 estricto				Sep-10	
	Quillota - San Luis	220	0.009	0.185	2	987		N-1 estricto					
	Quillota - Polpaico	220	0.102	1.214	2	1099		N-1 estricto					
	Cardones - Card 110	220	0.205	8.911	2	150		N					
	Norte – 110	Card 110 – Mait 110	110	36.565	50.913	1	46		N				
Maitencillo – Mait 110		220	0.170	7.609	2	180		N				Dic-10	
Mait 110 – Paz 110		110	47.916	63.014	1	79		N					
P. Azúcar – Paz 110		220	0.126	5.588	3	240		N					
Sped 110 – Quillota		220	0.076	4.788	3	300		N					
Vent 110 – Sped 110		110	1.260	4.899	2	236		N					
Vent 110 – Mira 110		110	1.223	5.367	2	300		N					
Mira 110 – Sped 110		110	2.685	4.554	2	114		N					
Mira 110 – Ag Sta 110		110	0.134	0.937	2	284		N					
San Luis – AgSta 110		220	0.394	6.136	1	300		N					
Centro-220	Polpaico - Cerro Navia	220	0.630	2.490	1	310		N (1)					
	Polpaico - Lampa	220	0.350	1.390	1	310		N (1)					

Zona	Tramo	kV	R(%)	X(%)	n° ctos	Límite Norte -> Sur (*)			Límite Sur -> Norte (*)			Entrada	Salida
						Inv	Ver	criterio	Inv	Ver	criterio		
Centro - 500	Lampa - Cerro Navia	220	0.280	1.100	1	310		N					
	Cerro Navia - Chena	220	0.121	0.455	2	0.1		abierto					Oct-11
	Cerro Navia - Melipilla	220	1.212	4.743	1	197		N					Ene-15
	Melipilla - Rapel	220	1.133	4.432	1	197		N					
	Cerro Navia - Rapel	220	2.344	9.176	1	197		N					Ene-15
	Lo Aguirre - Melipilla	220	0.866	3.389	1	197		N				Ene-15	
	Lo Aguirre - Rapel	220	1.998	7.822	1	197		N				Ene-15	
	Cerro Navia - Lo Aguirre	220	0.035	0.416	2	1500		N-1 estricto				Ene-16	
	Cerro Navia - Chena	220	0.121	0.455	2	400		N-1 estricto				Oct-11	
	Chena - Alto Jahuel 1	220	0.235	0.945	2	800		N				Abr-11	
	Chena - Alto Jahuel 2	220	0.188	1.073	2	494	447	N-1 ajustado				Jul-10	
	Alto Jahuel - Los Almendros	220	0.251	1.742	2	415		N-1 estricto					
	Candelaria - Alto Jahuel	220	0.177	1.508	2	680		N-1 estricto					
	Colbún - Candelaria	220	0.804	2.770	2	680		N-1 estricto					
	Polpaico - Polp 500	500	0.004	1.090	2	1500		N				Mar-11	
	Polp 500 - AJah 500	500	0.070	0.800	1	1518		N					Ene-12
	Alto Jahuel - AJah 500	500	0.005	1.079	2	1500		N					
	AJah 500 - Anco 500	500	0.277	1.412	1	1396		N (1)					Ene-12
	Polp 500 - Anco 500	500	0.300	1.795	1	1518		N (1)					Ene-12
	Ancoa - Anco 500	500	0.009	2.179	1	750		N					
	Polp 500 - AJah 500	500	0.036	0.417	2	1518		N-1 estricto				Ene-12	Ene-15
	AJah 500 - Anco 500	500	0.132	0.717	2	1635		estab. tensión				Ene-12	
	Polp 500 - AJah 500	500	0.070	0.800	1	1518		N				Ene-15	Ago-16
	Polp 500 - LoAg 500	500	0.030	0.345	1	1518		N				Ene-15	Ago-16
	Lo Aguirre - LoAg 500	500	0.009	2.179	1	750		N				Ene-15	Ago-16
LoAg 500 - AJah 500	500	0.046	0.529	1	1518		N				Ene-15	Ago-16	
Polp 500 - LoAg 500	500	0.015	0.172	2	1518		N-1 estricto				Ago-16		

Zona	Tramo	kV	R(%)	X(%)	n° ctos	Límite Norte -> Sur (*)			Límite Sur -> Norte (*)			Entrada	Salida
						Inv	Ver	critero	Inv	Ver	critero		
Centro - 154	Lo Aguirre - LoAg 500	500	0.004	1.090	2	1500		N				Ago-16	
	LoAg 500 - AJah 500	500	0.021	0.245	2	1518		N-1 estricto				Ago-16	
	Alto Jahuel 220 - AJah 154	220	0.021	3.364	1	300		N					
	AJah 154 - Pain 154	154	0.610	2.827	1	182		N					
	Pain 154 - PCor2 154	154	1.594	7.065	1	198		N					Feb-13
	AJah 154 - PCor 154	154	2.204	9.892	1	182		N					Feb-13
	PCor2 154 - Ranc 154	154	0.840	3.373	1	127		N					Feb-13
	PCor 154 - Ranc 154	154	0.840	3.373	1	127		N					Feb-13
	Ranc 154 - Sauz 110	154	0.806	9.274	2	108		N					
	Sauz 110 - AJah 110	110	3.639	10.620	2	152		N					
	PCor2 154 - Mall 154	154	1.505	5.469	1	0.1		abierto					Feb-13
	Mall 154 - Ting 154	154	0.981	3.563	1	127		N					Feb-13
	PCor 154 - Ting 154	154	2.486	9.032	1	0.1		abierto					Feb-13
	Pain 154 - PCor 154	154	1.447	6.898	1	198		N					Feb-13
	AJah 154 - PCor 154	154	2.057	9.725	1	182		N					Feb-13
	PCor 154 - Ranc 154	154	0.420	1.686	2	127		N-1 estricto					Feb-13
	PCor 154 - Mall 154	154	1.036	4.936	1	198		N					Feb-13
	Mall 154 - Ting 154	154	0.675	3.216	1	198	179	N					Feb-13
	PCor 154 - Ting 154	154	1.710	8.152	1	198	179	N					Feb-13
	Ting 154 - Itah 154	154	2.462	11.738	1	192		N, TTCC					
Ting 154 - Teno 154	154	1.211	5.773	1	198		N						
Teno 154 - Itah 154	154	1.251	5.965	1	192		N, TTCC						
Ancoa - Itah 154	220	0.354	5.943	2	300		N						
Chilectra	SPed 110 - CNav 110	110	3.568	16.535	2	282		N					
	Cerro Navia - CNav 110	220	0.011	1.531	2	775		N					
	CNav 110 - Chen 110	110	0.482	1.821	2	254		N					
	Chena - Chen 110	220	0.035	2.650	1	400		N					

Zona	Tramo	kV	R(%)	X(%)	n° ctos	Límite Norte -> Sur (*)			Límite Sur -> Norte (*)			Entrada	Salida
						Inv	Ver	critorio	Inv	Ver	critorio		
	Chen 110 - LEsp 110	110	0.031	0.151	2	622		N				Ene-11	
	LEsp 110 - Buin 110	110	0.495	2.373	2	320		N					
	Alto Jahuel - Buin 110	220	0.031	2.635	1	400		N					
	Polpaico - ESa1 110	220	0.182	3.118	2	800		N					
	ESa1 110 - CNav 110	110	1.317	4.521	2	622		N					
	ESa1 110 - LAlm 110	110	0.303	1.979	2	546		N					
	Los Almendros - LAlm 110	220	0.031	2.615	1	400		N					
	LAlm 110 - Flor 110	110	0.959	2.998	2	232		N					
	Flor 110 - Ocha 110	110	0.573	2.152	2	270		N					
	Ocha 110 - LEsp 110	110	0.151	0.764	2	622		N					
	Flor 110 - AJah 110	110	0.679	2.867	2	622		N					
	Alto Jahuel - AJah 110	220	0.017	2.941	1	390		N					
Sur - 500	Anco 500 - Charrúa	500	0.102	1.625	2	1032		estab. tensión				Jun-10 Mar-11	
Sur – Concep	Charrúa - Concepción	220	1.481	5.740	1	260		N (1)					
	Charrúa - Hualpén	220	1.328	6.809	1	227		N (1)					
	Hualpén - Lagunillas	220	0.319	1.621	1	330		N					
	Charrúa - Lagunillas	220	1.306	6.645	1	347		N					
	Charrúa - Char 154	220	0.012	2.789	1	390		N					
	Char 154 - Conc 154	154	3.986	12.493	1	168		N (1)					
	Concepción - Conc 154	220	0.007	3.627	1	300		N					
	Conc 154 - Hual 154	154	0.483	1.431	2	298		N					
	Hualpén - Hual 154	220	0.021	3.364	1	300		N					
	Hual 154 - Lagu 154	154	0.880	3.327	1	215		N					Jun-10
	Lagunillas - Lagu 154	220	0.012	2.789	1	390		N					Jun-10
Sur - 220	Charrúa – Mulchén	220	0.372	2.169	2	457		N-1 estricto, TTCC					
	Mulchén - Cautín	220	0.655	3.819	2	457		N-1 estricto, TTCC					
	Charrúa - Cautín 2	220	3.115	15.992	1	171	152	N-1 ajustado					

Zona	Tramo	kV	R(%)	X(%)	n° ctos	Límite Norte -> Sur (*)			Límite Sur -> Norte (*)			Entrada	Salida
						Inv	Ver	criterio	Inv	Ver	criterio		
Sur - 66	Cautín - Valdivia	220	3.913	12.496	1	145		N (1)					
	Cautín - Ciruelos	220	2.218	8.770	1	193		N					
	Ciruelos - Valdivia	220	0.877	3.468	1	183		N, TTCC (1)					
	Valdivia - Barro Blanco	220	2.197	8.698	1	183		N, TTCC (1)					
	Barro Blanco - Puerto Montt	220	2.267	9.047	1	183		N, TTCC					
	Valdivia - Puerto Montt	220	6.655	17.850	1	145		N (1)					
	Cautín - Tmco 66	220	0.103	5.289	4	285		N					
	Tmco 66 - Pull 66	66	49.195	58.460	2	58		N					
	Pull 66 - L Lag 66	66	18.611	23.921	2	56		N					
	Vald 66 - L Lag 66	66	26.761	35.614	1	27		N					
	L Lag 66 - La Un 66	66	49.156	53.065	1	24		N					
	Valdivia - Vald 66	220	0.483	10.974	2	120		N					
	BBco 66 - La Un 66	66	18.701	20.333	2	48		N					
	Barro Blanco - BBco 66	220	0.277	11.200	2	120		N					

(\*) Inv= Límite invierno, 30<sup>a</sup>C (marzo-noviembre)

Ver= Límite verano, 25<sup>a</sup>C (diciembre-febrero)

(1) Restricción suma

**Límites de transmisión de suma de líneas**

Nombre	Líneas	Límite Norte -> Sur			Límite Sur -> Norte		
		Inv	Ver	criterio	Inv	Ver	criterio
Norte - Las Palmas	P. Azúcar - Las Palmas	224	197	N-1 estricto			
Sur - Pan de Azúcar	Monte Redondo - Las Palmas				224	197	N-1 estricto
	P. Azúcar - Las Palmas						
	P. Azúcar - Monte Redondo						
Polpaico - Cerro Navia	Polpaico - Cerro Navia	446	423	N-1 ajustado			
	Polpaico - Lampa						
Ancoa 500 - Norte	AJah 500 - Anco 500	1412		estab. tensión			
	Polp 500 - Anco 500						
Charrúa - Concepción	Charrúa - Concepción	376	317	N-1 ajustado			
	Charrúa - Hualpén						
	Char 154 - Conc 154						
Norte - Valdivia	Cautín - Valdivia	145	123	N-1 estricto			
	Ciruelos - Valdivia						
Valdivia - Sur	Valdivia - Barro Blanco	145	123	N-1 estricto			
	Valdivia - Puerto Montt						

### 2.3 Expansión de la transmisión

Se han considerado las obras en construcción en la fecha de puesta en servicio indicada en el Informe Definitivo de Precios de Nudo de Abril de 2010.

#### Expansión de la transmisión – Obras en construcción

Fecha de entrada		Obras de Transmisión en Construcción (**)	Potencia MVA
Mes	Año		
Abril	2010	Nuevo Tramo de Línea El Rodeo Chena 1 x 220 kV	260
Julio	2010	Línea A. Jahuel - Chena 2x220 kV: segundo circuito	260
Agosto	2010	Línea Nogales - Polpaico 2x220 kV	2x1500
Octubre	2010	Cambio de conductor línea A. Jahuel - Chena 220 kV (Circuito 1)	400
Febrero	2011	Subestación Polpaico: Instalación segundo autotransformador 500/220 kV	750
Abril	2011	Cambio de conductor línea A. Jahuel - Chena 220 kV (Circuito 2)	400
Octubre	2011	Tramo de línea Chena - Cerro Navia 2x220 kV: cambio de conductor	2x400
Enero	2012	Línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV: seccionamiento	
Enero	2012	Línea de entrada a A. Jahuel 2x500 kV	2x1800
Abril	2012	Subestación Cerro Navia: Instalación equipos de control de flujos	2x350
Febrero	2013	Línea Tinguiririca-Punta de Cortés 154 kV: Cambio de Conductor	2x198
Julio	2013	Línea Ancoa - A. Jahuel 2x500 kV: primer circuito	1400

La expansión de la transmisión de obras que no están actualmente en construcción fue definida por el Consultor analizando su necesidad en función de los flujos por las líneas. La seccionadora Lo Aguirre y el aumento de capacidad de la Línea Lo Aguirre – Cerro Navia se han mantenido en razón de que está asociada a la conexión de las centrales hidroeléctricas (Módulo 05 en agosto de 2016). En todo caso todas estas obras son objeto del Estudio de Transmisión Troncal en desarrollo y serán evaluadas en las siguientes etapas de este estudio.

2015-ene	Línea Cardones – Maitencillo, aumento capacidad línea existente
2015-ene	Punta Colorada – Pan de Azucar, tercer circuito
2015-ene	Pan de Azucar – Las Palmas, tercer circuito
2015-ene	Las Palmas – Los Vilos, tercer circuito
2015-ene	Los Vilos – Nogales, tercer circuito
2015-ene	Subestación seccionadora Lo Aguirre, etapa 1
2015-feb	Línea Charrúa-Ancoa 500 kV, tercer circuito
2015-feb	Subestación Charrúa, autotransformador 500/220 kV
2016-ene	Línea Lo Aguirre – Cerro Navia, aumento de capacidad
2016-ago	Subestación seccionadora Lo Aguirre, etapa 2

### 3. GENERACIÓN

#### 3.1 Centrales existentes

Las características de las centrales existentes corresponden a las utilizadas en el cálculo definitivo de Precios de Nudo de abril de 2010.

#### 3.2 Expansión de la generación

La expansión de la generación, que se muestra en los cuadros siguientes, corresponde a la utilizada en el cálculo definitivo de Precios de Nudo de abril de 2010.

**Expansión de la generación en construcción**

Fecha de entrada		Obras en Construcción de Generación	Potencia MW
Mes	Año		
Abril	2010	Central Hidroeléctrica Licán	17
Abril	2010	Central Hidroeléctrica La Higuera	153
Abril	2010	Cementos Bio Bio	13,6
Abril	2010	Masisa	11,1
Abril	2010	Guayacan	12
Mayo	2010	Turbina Diesel Campanario 04 CA	42
Mayo	2010	Central Diesel EMELDA	72
Mayo	2010	Nueva capacidad Planta cogeneradora Arauco	16,6
Mayo	2010	Central Hidroeléctrica San Clemente	5,4
Mayo	2010	Coligues	20
Mayo	2010	Río Trueno	5,8
Mayo	2010	Vallenar	7,2
Junio	2010	Central Termoeléctrica Punta Colorada 01 Fuel	16,3
Julio	2010	Central Hidroeléctrica Confluencia	159
Septiembre	2010	Mariposas	6
Enero	2011	Central Diesel Calle-Calle	20
Enero	2011	Turbina Diesel Campanario IV CC	60
Febrero	2011	Central Eólica Punta Colorada	20
Junio	2011	Central Carbón Bocamina 02	342
Agosto	2011	Central Carbón Santa María	343
Septiembre	2011	Biomasa Lautaro	20
Octubre	2011	Chacayes	106
Abril	2012	Central Hidroeléctrica Laja I	36,8
Julio	2012	Central Carbón Campiche(*)	242
Diciembre	2012	Central Hidroeléctrica San Pedro	144
Marzo	2013	Anoostura	316

**Expansión de la generación recomendada por la CNE**

Fecha de entrada		Obras Recomendadas de Generación	Potencia
Mes	Año		MW
Julio	2011	Eólica IV Region 01	50
Julio	2011	Eólica IV Region 02	50
Julio	2011	Eólica Concepcion 01	50
Julio	2011	Hidroeléctrica III Región 01	4.3
Octubre	2011	Hidroeléctrica X Región 02	9.4
Octubre	2011	Hidroeléctrica X Región 01	15
Noviembre	2011	Hidroeléctrica VI Región 01	30.9
Diciembre	2011	Eólica IV Region 03	50
Diciembre	2011	Central Des.For. VIII Region 01	9
Diciembre	2011	Central Des.For. VIII Region 02	8
Diciembre	2011	Hidroeléctrica VI Región 02	29.6
Diciembre	2011	Central Des.For. VII Region 01	15
Diciembre	2011	Central Des.For. VII Region 02	10
Diciembre	2011	Eólica Concepcion 02	50
Abril	2012	Rucatayo	60
Abril	2013	Eólica IV Region 04	50
Septiembre	2013	Hidroeléctrica VII Región 03	30
Enero	2014	Ciclo Combinado GNL Tal Tal	360
Marzo	2014	Hidroeléctrica VIII Región 03	20
Julio	2014	Eólica IV Region 05	50
Julio	2014	Hidroeléctrica VII Región 04	20
Septiembre	2014	Eólica Concepcion 03	50
Diciembre	2014	Hidroeléctrica VIII Región 01	136
Abril	2015	Hidroeléctrica VIII Región 04	20
Abril	2016	Eolica Concepcion 04	50
Agosto	2016	Módulo Hidroeléctrico 05	360
Octubre	2016	Geotermica Calabozo 01	40
Octubre	2016	Geotermica Chillan 01	25
Abril	2017	Eolica IV Region 06	50
Julio	2017	Módulo Hidroeléctrico 03	460
Octubre	2017	Geotermica Calabozo 02	40
Octubre	2017	Geotermica Chillan 02	25
Octubre	2017	Eolica IV Region 07	50
Mayo	2018	Módulo Hidroeléctrico 02	500
Julio	2018	Geotermica Calabozo 03	40
Julio	2018	Geotermica Chillan 03	25
Septiembre	2018	Eolica Concepcion 05	50
Abril	2019	Hidroeléctrica VII Región 05	20
Octubre	2019	Geotermica Calabozo 04	40
Octubre	2019	Geotermica Chillan 04	25
Noviembre	2019	Módulo Hidroeléctrico 01	660
Octubre	2020	Módulo Hidroeléctrico 04	770

**3.3 Representación de mínimos técnicos**

Para las unidades a carbón se han considerado mínimos técnicos por etapa (mes) y para los ciclos combinados se consideran mínimos técnicos por bloque. El modelo SDDP utiliza variables discretas para representar los mínimos técnicos (commitment).

**3.4 Condiciones hidrológicas**

En el modelo de operación se ha incorporado, para cada una de las centrales hidroeléctricas, la serie de caudales o energías generables mensuales correspondientes al período abril-1960 a marzo-2008. La información de las centrales existentes

corresponde a la proporcionada por el CDEC-SIC y la de centrales futuras a la utilizadas por la CNE en el Informe Definitivo de Precios de Nudo de abril de 2010. La simulación se realiza para 48 series de caudales que corresponden secuencias históricas de los mismos.

### **3.5 Restricciones de riego**

En las cuencas del Maule y del Laja se han impuesto las restricciones de riego correspondiente a los convenios a través de los retiros de caudales respectivos.

### **3.6 Precios de los combustibles**

Se han utilizado los precios de los combustibles indicados en el Informe Definitivo de Precios de Nudo de Abril de 2010.

## **ANEXO 4: DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN**

### **1. Concepto General**

En sistemas eléctricos constituidos exclusivamente por centrales hidroeléctricas de pasada y unidades térmicas, la operación de las unidades generadoras y el cálculo de los costos marginales de corto plazo del sistema es bastante simple, puesto que no hay relaciones entre las decisiones presentes y las decisiones futuras.

Sin embargo, en sistemas con centrales con embalses, las decisiones de operación son más complejas ya que la optimización de los embalses debe hacerse considerando tanto las condiciones de suministro actuales como las futuras.

Los modelos para resolver este problema se basan normalmente en la técnica de programación dinámica estocástica. Estos modelos definen la estrategia de gestión óptima de los embalses (mínimo valor presente de los costos de operación y déficit del sistema), considerando la naturaleza probabilística de los caudales afluentes al embalse. Como resultado, se determina además del mínimo costo total de suministro y el despacho de las centrales generadoras, el “valor del agua” en los embalses y los costos marginales de corto plazo del sistema.

El modelo de optimización-simulación SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) ha sido desarrollado por la empresa brasileña Power Systems Research Inc., dirigida por el Dr. Mario Pereira para los estudios de operación económica de sistemas hidrotérmicos.

### **2. Metodología Básica del SDDP**

El modelo SDDP usa el concepto de optimización-simulación conocido como “programación dinámica estocástica dual”

La estrategia para resolver el problema de optimización es la siguiente:

Inicialmente se realiza un análisis secuencial, del futuro hacia el presente (recursión), para definir la estrategia óptima de operación de las centrales térmicas e hidroeléctricas, basada en una hipótesis inicial de los niveles de los embalses. Para cada etapa, la solución de un programa lineal determina la estrategia óptima para minimizar los costos de operación del sistema. Se calculan así valores del agua iniciales para embalses y cada etapa.

Posteriormente, se realiza una simulación usando los valores del agua determinados, con el objeto de determinar nuevos niveles de los embalses en cada etapa.

La iteración de estos procesos de análisis (recursión y simulación) converge a la determinación de estrategias óptimas para el despacho del sistema y el cálculo de los costos marginales de corto plazo en cada etapa y cada condición hidrológica así como sus valores esperados.

Los resultados del modelo son, entre otros:

- El despacho de todas las centrales
- Los costos térmicos y de déficit
- Los flujos a través de todas las líneas de transmisión del sistema representado
- Los ingresos tarifarios en todas las líneas
- Los costos marginales de corto plazo de energía en todas las barras
- Los ingresos de las centrales cuando venden la energía al costo marginal de corto plazo

Estos resultados se obtienen para cada mes, para varios bloques de demanda que representan la curva de duración y para cada condición hidrológica simulada.

La simulación debe realizarse para un plan de expansión de la generación y la transmisión determinado. En la práctica el mismo modelo SDDP puede usarse para determinar dicho plan de expansión.

### **3. Representación en el SDDP**

La variación temporal (estacional y diaria) de la demanda se representa a través del uso de curvas mensuales de duración de la demanda en hasta cinco bloques.

Las características y restricciones de las líneas de transmisión entre nodos se reflejan en el despacho, que toma en consideración tanto las limitaciones de capacidad como las pérdidas en las líneas.

Las unidades térmicas se representan con sus características individuales de potencia máxima, costo variable y disponibilidad. El costo variable toma en cuenta el consumo específico, los costos variables no combustibles y la evolución de los precios. La disponibilidad toma en cuenta la tasa de salida forzada, que reduce la potencia máxima, y el mantenimiento programado, que se entrega al modelo. Las restricciones de potencia mínima también se toman en cuenta. El modelo también toma en consideración las limitaciones a la disponibilidad de combustible y el uso de combustibles alternativos.

El modelo SDDP permite una detallada representación de las centrales hidroeléctricas. Específicamente, realiza una operación óptima de los embalses en conjunto con las otras centrales del sistema. El modelo toma en cuenta la ubicación de las centrales en una cuenca y su operación conjunta, las características de los embalses (volumen, evaporación, filtraciones) y sus restricciones de operación (caudales máximos y mínimos, variación de eficiencia con la altura de caída, etc.)

Para tomar en cuenta la aleatoriedad hidrológica, se pueden usar:

- Un modelo estocástico de caudales, que representa las características hidrológicas del sistema. Las correlaciones espacial y temporal de los caudales afluentes del sistema con respetadas por los caudales sintéticos generados por el modelo, o
- La secuencia histórica de caudales

La operación de la transmisión se realiza mediante flujo de potencia linealizado que toma en cuenta las leyes de Kirchhoff, pérdidas cuadráticas, límites en los circuitos, límites máximos y mínimos para la suma de flujos por conjuntos de circuitos seleccionados,

restricciones de importación y exportación por áreas, etc. Las pérdidas se toman en cuenta mediante un procedimiento iterativo un número de iteraciones que elige el usuario.

#### **4. El Uso del SDDP en los Estudios de Expansión de la Generación**

El modelo SDDP realiza la optimización y simulación de la operación de un sistema en un horizonte de tiempo para un conjunto de instalaciones de generación y transmisión cuya evolución en el tiempo está predeterminada. Puede ser usado en estudios de expansión de la generación simulando programas de expansión alternativos, haciendo una evaluación económica de los mismos en relación con la función objetivo planteada y mediante un procedimiento iterativo heurístico acercarse al programa óptimo.

#### **5. El Uso del SDDP en los Estudios de Transmisión**

El modelo SDDP es particularmente indicado para análisis de las necesidades de transmisión y la selección de alternativas.

Por una parte representa detalladamente la operación de las centrales del sistema, tomando en cuenta las restricciones de transmisión en el despacho económico.

Por otra parte entrega información física y económica de la operación de cada tramo del sistema de transmisión:

- Flujos por las líneas para cada bloque de demanda y cada condición hidrológica
- Ingresos tarifarios de todos los tramos
- Costo marginales de energía de corto plazo en las barras de cada extremo de una línea de transmisión
- Beneficio económico de ampliaciones marginales de la capacidad de transmisión

Con toda esta información, a través de un proceso iterativo diseñado adecuadamente es posible determinar la mejor expansión de cada tramo de transmisión para un plan obras de generación determinado.

### ANEXO 5: ÍNDICES DE RELEVANCIA CONDICIÓN a)

#### 1. SIC

	2011	2012	2013	2014		10%	10%	10%	30%	10%	10%	10%	30%	10%	10%	10%	30%	10%	10%	10%	30%
						2011	2011	2011	2011	2012	2012	2012	2012	2013	2013	2013	2013	2014	2014	2014	2014
						Pmax	E	T	Pmed												
Diego-Pinto ind	NO	NO	NO	SI	1	0%	0%	0%	32%	61%	0%	0%	29%	94%	4%	6%	61%	59%	42%	38%	69%
Diego-Pinto	NO	NO	NO	SI	1	0%	0%	0%	0%	55%	0%	0%	25%	86%	3%	6%	55%	60%	36%	41%	51%
Pinto-Cardo	NO	NO	NO	SI	2	0%	0%	0%	0%	37%	0%	0%	14%	62%	2%	5%	33%	79%	87%	39%	57%
Cardo-Maite	NO	NO	NO	NO	3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Mait-PtaCol	NO	NO	NO	NO	4	44%	1%	8%	15%	45%	2%	11%	20%	13%	0%	0%	4%	2%	0%	0%	5%
PCol-PAzu220	NO	NO	SI	NO	5	47%	2%	9%	18%	47%	3%	11%	25%	48%	14%	24%	47%	44%	7%	18%	31%
PAz-MRedon	NO	NO	NO	NO	6	35%	1%	3%	36%	37%	0%	0%	32%	21%	0%	3%	11%	22%	0%	4%	9%
Pazu-LPalmas	NO	NO	NO	NO	7	37%	1%	4%	35%	40%	0%	1%	26%	22%	0%	3%	12%	23%	0%	4%	10%
MRed-Palm220	NO	NO	NO	NO	8	45%	3%	8%	34%	53%	0%	1%	36%	30%	1%	4%	20%	29%	1%	6%	17%
LPalmas-LVil	SI	NO	NO	NO	9	57%	20%	40%	30%	73%	1%	4%	31%	43%	2%	4%	37%	42%	3%	8%	36%
LVil-Noga220	SI	NO	NO	NO	10	76%	20%	33%	40%	92%	5%	16%	27%	94%	3%	5%	54%	96%	8%	11%	63%
Noga-Polp220	NO	NO	SI	SI	11	35%	4%	9%	42%	26%	4%	10%	33%	44%	16%	23%	53%	44%	13%	21%	48%
Noga-Qui220	SI	NO	NO	NO	12	95%	46%	34%	89%	66%	9%	17%	45%	42%	3%	8%	29%	28%	1%	4%	22%
Quill-Polp	SI	SI	SI	SI	13	39%	18%	28%	48%	42%	55%	49%	54%	57%	62%	43%	82%	58%	63%	43%	85%
Quill-SLuis	NO	SI	NO	NO	14	10%	3%	21%	11%	11%	11%	43%	14%	17%	8%	25%	23%	15%	8%	25%	24%
SLui-ASta110	NO	NO	NO	NO	15	12%	0%	0%	7%	4%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
PolDes-CNav	NO	NO	NO	NO	16	14%	0%	0%	7%	36%	0%	0%	3%	35%	0%	1%	18%	34%	0%	0%	3%
PolDes-Lampa	NO	NO	NO	NO	17	13%	0%	0%	3%	34%	0%	0%	7%	27%	0%	1%	24%	31%	0%	0%	44%
Lamp-CNav220	NO	NO	NO	NO	18	14%	0%	0%	12%	37%	0%	0%	8%	44%	0%	2%	16%	35%	0%	1%	7%
Polp-Salt110	NO	NO	NO	NO	19	1%	0%	0%	2%	15%	0%	3%	9%	21%	0%	1%	11%	17%	0%	0%	8%
Polp500-220	NO	NO	NO	NO	20	63%	2%	6%	36%	36%	1%	3%	23%	36%	1%	3%	30%	37%	1%	2%	27%
CNav-Chen	NO	NO	NO	NO	21	50%	3%	2%	69%	76%	8%	17%	41%	50%	1%	3%	22%	25%	0%	2%	15%

CONSORCIO SYNEX – ELECTRONET – MERCADOS ENERGÉTICOS - QUANTUM

	2011	2012	2013	2014		10%	10%	10%	30%	10%	10%	10%	30%	10%	10%	10%	30%	10%	10%	10%	30%	
						2011	2011	2011	2011	2012	2012	2012	2012	2013	2013	2013	2013	2014	2014	2014	2014	
						Pmax	E	T	Pmed													
Chena-AJah	NO	NO	NO	NO	22	14%	0%	0%	10%	19%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Rode-Chen220	NO	NO	NO	NO	23	13%	0%	0%	8%	19%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
AJah-Rode220	NO	NO	NO	NO	24	13%	0%	0%	8%	19%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
CNavia-Rapel	SI	SI	SI	SI	25	44%	57%	45%	47%	52%	70%	43%	52%	56%	79%	43%	59%	61%	86%	42%	63%	
AMelip-Rapel	NO	SI	SI	SI	26	11%	9%	40%	13%	12%	11%	44%	14%	13%	11%	41%	16%	14%	11%	40%	17%	
CNavia-Melip	SI	SI	SI	SI	27	83%	55%	32%	85%	98%	45%	31%	100%	90%	36%	30%	84%	82%	31%	25%	91%	
LAgu-CNav220	NO	NO	NO	NO	28	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LAgui-Melip	NO	NO	NO	NO	29	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LAgui-Rapel	NO	NO	NO	NO	30	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
AJah-LAlm220	NO	NO	NO	NO	31	56%	2%	5%	38%	22%	0%	2%	13%	25%	1%	3%	19%	24%	0%	2%	12%	
AJah-Cand220	SI	SI	SI	SI	32	67%	27%	27%	73%	66%	36%	31%	80%	60%	39%	31%	89%	62%	32%	27%	88%	
Cand-Colb220	NO	NO	NO	NO	33	11%	1%	7%	7%	10%	0%	6%	7%	8%	0%	5%	8%	9%	0%	6%	7%	
Polp-AJah500	SI	NO	NO	NO	34	71%	63%	46%	73%	35%	1%	3%	23%	36%	1%	3%	30%	36%	1%	2%	28%	
Polp-LAgu500	NO	NO	NO	NO	35	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Polp-Ancoa	NO	NO	NO	NO	36	36%	0%	2%	15%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LAgu-AJah500	NO	NO	NO	NO	37	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LAgu500-220	NO	NO	NO	NO	38	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
AJah500-220	NO	NO	NO	NO	39	2%	0%	0%	3%	1%	0%	0%	1%	24%	0%	0%	20%	0%	0%	0%	0%	
AJah-Ancoa	NO	NO	NO	NO	40	20%	0%	1%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Ancoa-Charr	NO	NO	NO	NO	41	34%	0%	1%	18%	26%	0%	0%	6%	26%	0%	0%	12%	15%	0%	0%	6%	
Ancoa500-220	NO	NO	NO	NO	42	15%	1%	5%	11%	19%	1%	4%	14%	21%	2%	10%	15%	21%	1%	10%	12%	
Anco-Itah220	SI	SI	SI	SI	43	67%	23%	29%	57%	94%	89%	45%	92%	92%	24%	29%	61%	84%	21%	26%	59%	
Char-Lagu220	SI	SI	SI	SI	44	98%	46%	43%	60%	88%	29%	24%	90%	90%	50%	29%	83%	90%	44%	28%	86%	
Char-Hual220	SI	SI	SI	SI	45	60%	11%	19%	44%	64%	93%	40%	62%	49%	53%	43%	40%	50%	58%	40%	39%	
Hual-Lagu220	NO	NO	NO	NO	46	13%	1%	9%	11%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Charr-Conce	NO	NO	NO	NO	47	9%	0%	0%	11%	7%	0%	0%	6%	3%	0%	0%	2%	5%	0%	0%	6%	

	2011	2012	2013	2014		10%	10%	10%	30%	10%	10%	10%	30%	10%	10%	10%	30%	10%	10%	10%	30%					
						2011	2011	2011	2011	2012	2012	2012	2012	2013	2013	2013	2013	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014
						Pmax	E	T	Pmed																	
Charr-Caut1	NO	NO	NO	NO	48	23%	0%	3%	9%	35%	1%	5%	14%	27%	0%	15%	0%	0%	0%	0%	0%					
Charr-Caut2	NO	NO	SI	SI	49	23%	0%	3%	8%	35%	1%	5%	14%	94%	92%	43%	69%	92%	84%	43%	64%					
Charr-Mulch	NO	NO	NO	NO	50	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	43%	3%	7%	49%	43%	7%	14%	43%					
Mulch-Cautin	NO	NO	NO	NO	51	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	34%	3%	27%	9%	33%	2%	9%	24%					
Cauti-Valdi	SI	SI	SI	SI	52	86%	16%	26%	46%	78%	37%	45%	45%	91%	82%	47%	94%	86%	96%	48%	89%					
Cauti-Cirue	SI	SI	NO	NO	53	99%	39%	41%	56%	100%	81%	38%	75%	63%	6%	12%	49%	68%	7%	13%	49%					
Cirue-Valdi	NO	NO	NO	NO	54	46%	1%	6%	19%	30%	1%	5%	15%	4%	0%	0%	3%	2%	0%	0%	1%					
Valdi-PMont	SI	SI	SI	SI	55	95%	93%	42%	66%	86%	88%	37%	67%	60%	11%	26%	31%	56%	11%	26%	32%					
Valdi-BBlan	SI	SI	SI	NO	56	81%	38%	41%	54%	92%	89%	43%	84%	62%	11%	22%	39%	55%	9%	23%	30%					
BBlan-PMont	SI	SI	SI	SI	57	98%	56%	36%	100%	74%	90%	38%	68%	65%	16%	32%	34%	66%	20%	31%	45%					

2. SING

	2011	2012	2013	2014		10%	10%	10%	30%	10%	10%	10%	30%	10%	10%	10%	30%				
						2011	2011	2011	2011	2012	2012	2012	2012	2013	2013	2013	2013	2014	2014	2014	2014
						Pmax	E	T	Pmed	Pmax	E	T	Pmed	Pmax	E	T	Pmed	Pmax	E	T	Pmed
Tarap-Laguna ind	SI	SI	SI	SI	1	82%	15.2%	10.4%	77%	74%	17%	11%	70%	68%	20%	11%	61%	61%	23%	10%	51%
Tarap-Laguna	NO	NO	SI	SI	1	85%	7.9%	8.5%	85%	93%	9%	9%	97%	86%	11%	9%	91%	85%	13%	9%	70%
Cruce-Laguna	NO	NO	NO	NO	2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Cruce-Encuen	NO	NO	NO	NO	3	10%	1%	6%	12%	1%	0%	2%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ataca-Encuen	SI	SI	SI	SI	4	99%	28%	25%	83%	61%	70%	43%	93%	83%	13%	18%	62%	88%	61%	44%	79%
Ataca-Domey	NO	NO	SI	SI	5	22%	1%	4%	33%	58%	6%	12%	43%	59%	60%	47%	69%	43%	20%	32%	43%
Domey-Esco	SI	SI	SI	SI	6	45%	32%	27%	85%	66%	30%	33%	61%	78%	23%	14%	73%	66%	44%	32%	93%
Cruce-Laber	SI	NO	NO	NO	7	55%	13%	24%	41%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
EICobr-Laber	SI	NO	SI	SI	8	60%	48%	35%	91%	21%	1%	12%	9%	45%	30%	38%	49%	69%	77%	43%	100%
Encuen-Teso	SI	NO	NO	NO	9	95%	74%	33%	65%	13%	0%	7%	5%	18%	0%	4%	6%	14%	0%	4%	5%
Andes-Oeste	SI	NO	NO	NO	10	30%	27%	31%	61%	19%	3%	9%	34%	4%	0%	1%	7%	0%	0%	0%	0%
Domey-Sulfu	NO	NO	NO	NO	11	15%	1%	6%	12%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Teso-Espe220	NO	NO	NO	NO	12	20%	4%	19%	17%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Esp-EICob220	NO	NO	NO	NO	13	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%