

CONSORCIO



ElectroNet Ltda.



SUBCONTRATISTAS

CESI



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

“ESTUDIO DE TRANSMISION TRONCAL”

RESPUESTA A OBSERVACIONES AL INFORME FINAL

16 NOVIEMBRE 2010

INTRODUCCIÓN

En el presente Informe el Consorcio SYNEX-ELECTRONET-MERCADOS ENERGÉTICOS-QUANTUM, en adelante el Consultor, analiza y responde la totalidad de las observaciones realizadas al Informe Final Preliminar por el Comité, participantes y usuarios e instituciones interesadas en el Estudio de Transmisión Troncal.

Para hacer el texto auto soportante, se ha reproducido cada observación, señalando para cada una quien la efectúa, el capítulo observado y número de página, la observación, la propuesta de quien efectúa la observación y la respuesta del Consultor a la observación y a la propuesta.

N°	Empresa	Identificación del Informe Consultor	Identificación del Título, Subtítulo y Número de página observada	Observación	Propuesta	Respuesta
1	CDEC-SIC	Cuarto Informe de Avance INFORME FINAL PARTE III SIC	5.7 ZONA NORTE ENTRE NOGALES/POLPAICO Y CARDONES Pag. 189	<p>No queda clara la conveniencia económica de la Solución integral entregada para la zona Polpaico-Cardones. En efecto, en la Tabla de la Página 189 se demuestra la necesidad de ampliaciones, evaluando la instalación de una línea de 500 kV operada en 220, propuesta como solución entre Nogales y Pan de Azúcar en julio de 2016 respecto de seguir operando el sistema sin ampliaciones. En esta demostración no se realiza una comparación con una alternativa en particular, evaluándose más adelante dos alternativas de desarrollo.</p> <p>Sin embargo, en estos análisis se evalúan soluciones integrales, por lo que al parecer sería posible que alguno de los proyectos que forman parte de la solución no aporte los beneficios suficientes para ser justificadas por sí sólo. De esta forma queda la duda si otra solución con menos proyectos incluidos entregue más beneficios al sistema.</p>	Se solicita en la medida de lo posible separar las evaluaciones por los tramos principales.	<p>Los escenarios CNE y Alternativo-1 se desarrollan sin nuevas centrales térmicas en el norte, de modo que los flujos hacia el norte son crecientes a lo largo de todo el período para cubrir los incrementos de la demanda, lo que lleva hacia el fin del horizonte a necesidades de transmisión desde Nogales al Norte que superan los 1000 MW. En estas condiciones soluciones con líneas iguales a las actuales o incluso con 2 conductores por fase, se agotan rápidamente. A su vez, los problemas de estabilidad de tensión en estos escenarios son muy determinantes sobre los refuerzos que se requieren y sobre todo, las longitudes y la disposición en serie de los distintos tramos, hace que los límites de transmisión sean muy interdependientes entre sí, lo cual hace impracticable un análisis exhaustivo e independiente por tramo. El incremento de los límites mediante la instalación de una mayor compensación de potencia reactiva se utilizó hasta niveles que dan un rendimiento cercano a 1 MW/MVAr, más allá de lo cual no sería técnicamente razonable, lo cual llevó a la necesidad de considerar líneas de 4 conductores por fase.</p> <p>En el caso del escenario Alternativo-2 (con 2 unidades en Castilla), los menores flujos hacia el norte permiten una solución mínima con 2 conductores por fase en todos los tramos.</p>
2	CDEC-SIC	Cuarto Informe de	5.7 ZONA NORTE ENTRE	La decisión de realizar los tramos entre Polpaico y Cardones en vez de sólo entre	Por lo anterior, se requiere confirmar que	El escenario base, definido por la CNE, considera una expansión de la generación sin

		<p>Avance</p> <p>INFORME FINAL</p> <p>PARTE III</p> <p>SIC</p>	<p>NOGALES/POL PAICO Y CARDONES</p> <p>Pags 190 al 192</p>	<p>Nogales-Pan de Azúcar, se deriva del análisis Minimax realizado por el Consultor.</p> <p>Para esta decisión han sido fundamentales los escenarios alternativos considerados y particularmente los proyectos de consumos adicionales en la zona norte incluidos en estos escenarios, que de acuerdo a los antecedentes disponibles no están en construcción.</p> <p>En el análisis Minimax las decisiones quedan dependiendo fuertemente de los escenarios de planes de obras que se definan y de su número, y será la decisión de los escenarios a simular lo que cobre la mayor importancia en la evaluación, ya que de antemano estos irían definiendo las obras requeridas.</p> <p>Si bien el acotar el análisis a no más de tres escenarios parece adecuado y necesario por los efectos señalados, quedan algunas dudas respecto de la representatividad de los escenarios alternativos.</p>	<p>para obtener resultados adecuados, los escenarios alternativos considerados fueron seleccionados de modo que sean lo más representativos posibles respecto de los futuros escenarios que se puedan presentar.</p> <p>De la misma forma, es relevante definir y/o aclarar los criterios utilizados para incluir los proyectos adicionales en la zona norte en los escenarios alternativos.</p>	<p>generación térmica y dominada por la incorporación de las centrales de Hidroaysén a partir de 2016.</p> <p>Los escenarios alternativos definidos por el Consultor, consideraron una postergación de la puesta en servicio de las centrales de Hidroaysén recurriendo solamente a proyectos hidroeléctricos en el Escenario alternativo 1, y a una combinación hidrotérmica en el Escenario alternativo 2.</p> <p>En relación con la demanda en estos escenarios alternativos se incorporaron los proyectos mineros con mayor probabilidad de ser realizados.</p> <p>El Consultor presentó en su oportunidad los escenarios a consideración del Comité y no obtuvo objeciones, por lo que estima que fueron considerados razonables por los integrantes del mismo, para los efectos de realizar los estudios de expansión de la transmisión troncal. En los casos que se justificaba, la recomendación final se basó en la aplicación de métodos de decisión ante futuro incierto (minimax regret).</p>
3	CDEC-SIC	<p>Cuarto Informe de Avance</p> <p>INFORME FINAL</p> <p>PARTE III</p> <p>SIC</p>	<p>5.7 ZONA NORTE ENTRE NOGALES/POL PAICO Y CARDONES</p> <p>Pag. 190</p>	<p>Por otra parte en la aplicación del criterio “Mínimax” se señala en el informe que “la decisión óptima se refiere ciertamente a las obras iniciales, ya que si a lo largo del tiempo se detecta que el escenario está cambiando, las inversiones posteriores se adaptan a dicho cambio.” Sin embargo no queda claro como se realizó la aplicación de este criterio, siendo muy relevante para definir los costos de “arrepentimiento”.</p>	<p>Al respecto se solicita aclarar cual fue el criterio considerado para ir rectificando las obras a iniciar y particularmente definir su plazo, es decir, si se considera uno o más años para cambiar la decisión de inversiones.</p>	<p>En el Informe preliminar, páginas 191 y 192, se indicaron las decisiones iniciales y aquellas que permitían adaptar la solución si el escenario cambiaba.</p> <p>En el Informe Final se explicará con mayor detalle estas decisiones.</p>

4	CDEC-SIC	<p>Cuarto Informe de Avance</p> <p>INFORME FINAL PARTE III SIC</p>	<p>5.11 SISTEMA CHARRÚA - ANCOA - ALTO JAHUEL</p> <p>Pag. 209</p>	<p>En la evaluación del sistema Charrúa-Ancoa-Santiago, se concluyen que la construcción del 3er circuito Charrúa- Ancoa y el 4to circuito Ancoa-Alto Jahuel se justifica económicamente en los escenarios alternativos 1 y 2 a partir de julio de 2016, y no se justifica en el escenario CNE.</p> <p>Después del análisis Mínimax se recomienda la construcción de ambos tramos y se indica que el causante de la inversión es el “Incremento de Generación en Charrúa y el Sur”.</p> <p>Sin embargo, como en general el aumento de generación viene principalmente de proyectos hidráulicos de gran tamaño, cuyos plazos de construcción son del orden del plazo de construcción de las líneas de transmisión parecería conveniente postergar las decisiones a la espera de la definición de estos proyectos.</p>	<p>Se solicita revisar si en el análisis realizado se consideraron los plazos de construcción de los proyectos de generación.</p>	<p>La puesta en servicio de centrales generadoras tomaron en cuenta las fechas más próximas de operación indicadas por los desarrolladores de los proyectos.</p> <p>En el escenario CNE se incluyen 331 MW hasta 2018 de Charrúa al sur en centrales que no están en construcción. De ellos 250 MW son eólicos. En este escenario los beneficios de operación en 2016 y 2017 son superiores al VATT de un tercer circuito Ancoa-Charrúa. A partir de 2018 hay beneficios si se instala potencia adicional de Charrúa al sur, lo que queda en evidencia en los escenarios alternativos 1 y 2. La posibilidad que centrales al sur de Charrúa entren en operación a partir de 2018 está tomada en cuenta en el análisis de mínimax. En consecuencia, es razonable considerar su operación para la fecha propuesta.</p> <p>En estricto rigor si el CDEC pudiera pronunciarse en Octubre del 2011 respecto de las obras a iniciar con conocimiento de los proyectos de generación que se vayan a ejecutar, sería mas conveniente dejar este tramo condicionado a esa revisión. Sin embargo la forma en que está escrita la ley, que señala que el primer año el CDEC se pronuncia 30 días después de recibido el Informe Técnico de la CNE (lo que ocurrirá hacia Marzo de 2011) y los años siguientes a mas tardar el 31 de Octubre (de esta forma fue aplicada la ley en el 2007), lleva a que en la práctica de suceder así esta vez, la revisión del CDEC se produciría en Octubre de 2012, lo que llevaría a que la línea Ancoa – Charrúa se iniciaría a mediados del 2013 y no podría entrar en servicio sino hasta mediados del 2018.</p>
---	----------	--	---	--	---	--

5	CDEC-SIC	Cuarto Informe de Avance INFORME FINAL PARTE III SIC	6.3 OBRAS A EJECUTAR O INICIAR EN EL CUATRIENIO 2011 – 2014 Y SU CLASIFICACIÓN Págs. 230 y 231	<p>En el cuadro de obras recomendadas para iniciar su construcción en el cuatrienio 2011-2014, donde se indica “Causante de la Inversión”, en varias obras se señala por “Aumento de demanda...” en la respectiva zona, o “Incremento de Generación en Charrúa y el Sur”.</p> <p>Como el Consultor no indica proyectos específicos de demanda que finalmente pudieran no ser desarrollos efectivos, se entiende que no existe la posibilidad de condicionar estos proyectos a proyectos en particular y que por lo tanto deben ser recomendados por parte de la DP sin mayores condicionamientos.</p> <p>Por el contrario, los proyectos en que como causante de la inversión se señalan condicionamiento a proyectos específicos, se consideraría que es necesario que existan esos desarrollos efectivos para su recomendación.</p> <p>Por otra parte, en el cuadro final de las obras de transmisión recomendadas no incluyen las características principales, como por ejemplo capacidad de transmisión en MVA por circuito a cierta temperatura, para líneas de transmisión y en particular para condensadores serie. También deberían incluirse las recomendaciones de condensadores asociadas a los transformadores de 500/220 kV.</p> <p>Finalmente, no se entiende la diferencia entre la fecha de inicio para ciertas obras, cuando se indica “Inmediato”, vs. “Julio de 2011”.</p>	<p>Se solicita confirmar o aclarar la interpretación señalada y agregar en el cuadro final de las obras de transmisión recomendadas sus características principales, como por ejemplo capacidad de transmisión en MVA por circuito a cierta temperatura, para líneas de transmisión y en particular para condensadores serie. También se solicita agregar en el cuadro las recomendaciones de condensadores asociadas a los transformadores de 500/220 kV.</p> <p>Finalmente, se solicita explicar la diferencia entre la fecha de inicio para ciertas obras, cuando se indica “Inmediato”, vs. “Julio de 2011”.</p>	<p>Las obras que no se recomiendan para iniciarse en 2011 en el Decreto que debe emitir la Autoridad como resultado de este proceso, deben ser confirmadas por la DP en las revisiones anuales siguientes tomando en consideración la evolución efectiva de la demanda y de los proyectos de generación.</p> <p>La descripción detallada de los proyectos recomendados se incluye en el anexo 7 de este estudio.</p> <p>Se agregarán los condensadores asociados a unidades de transformación recomendadas.</p> <p>La calificación “Inmediata” y “julio de 2011” son equivalentes. Se uniformará la denominación.</p>
6	CDEC-SIC	Cuarto	6.3 OBRAS A	En la Nota 2) se indica que “El tamaño del	Se solicita agregar mayor	El mayor rango de absorción de potencia

		Informe de Avance INFORME FINAL PARTE III SIC	EJECUTAR O INICIAR EN EL CUATRIENIO 2011 – 2014 Y SU CLASIFICACIÓN Pág. 232	CER depende de que se concreten unidades de generación de 350 MW en la zona de Atacama, como las de la central Castilla u otras. Si a la fecha de inicio se tiene incertidumbre de la entrada de estas centrales el tamaño debiese ser -60/+60 MVar.” Sin embargo, para este proyecto se debe tomar una decisión en un plazo corto, en el que es muy difícil que se elimine la incertidumbre que existe con la entrada de centrales en la zona de Atacama. Por otra parte en la tabla final se indica que el CER de Cardones es de -60/+100 MVar.	detalle de como se determinan las características del CER que se propone.	reactiva del CER cuando existen unidades generadoras de gran tamaño en la zona, se requiere para disponer de reserva dinámica que permita enfrentar la desconexión intempestiva de una de estas unidades. Como se deduce de los estudios de flujos de potencia realizados, la operación normal del equipo debe ser con el reactor absorbiendo potencia reactiva y con suficientes condensadores estáticos conectados, de modo que ante la desconexión de la unidad, exista el margen de reserva instantáneo requerido. En los escenarios Alt1 y Alt2 el Consultor consideró adelantar el CER a Enero 2014, sin embargo, los flujos observados indican que en realidad bastaba con adelantarlos a Junio 2014, fecha en que se supuso la entrada en servicio de Guacolda 5. Por lo tanto, el decreto respecto de la instalación del CER podría ser emitido en enero 2012, con una revisión del CDEC a fines del 2011, confirmando o modificando la fecha de puesta en servicio. No obstante puede presentarse el problema señalado en la respuesta a la observación 1. En el Informe Final se ajustará la fecha de puesta en servicio recomendada para el CER.
7	CDEC-SIC	Cuarto Informe de Avance INFORME FINAL PARTE III SIC	6.3 OBRAS A EJECUTAR O INICIAR EN EL CUATRIENIO 2011 – 2014 Y SU CLASIFICACIÓN	En la Nota 3) se señala que “El tendido del segundo circuito está sujeto al cierre del ciclo combinado de Taltal y la concreción de aumento de consumo en Carrera Pinto debido al proyecto Cerro Casale.” Se entiende que dado que un segundo circuito tiene un plazo de construcción menor, sería posible esperar el inicio de la obra del cierre del ciclo combinado de Taltal, o un proyecto equivalente, y del	Se solicita confirmar si esta interpretación es correcta.	La interpretación es correcta. La decisión del segundo circuito puede tomarse el año 2014, lo que se indicará en el Informe Final.

			Pág. 232	proyecto Cerro Casale para así dar la confirmación al proyecto.		
8	CDEC-SIC	Cuarto Informe de Avance INFORME FINAL PARTE III SIC	6.3 OBRAS A EJECUTAR O INICIAR EN EL CUATRIENIO 2011 – 2014 Y SU CLASIFICACIÓN Pág. 232	Respecto al proyecto Línea de 2x500 kV Polpaico – Alto Jahuel, que señala la Nota 4), se indica que existe una serie de factores que afectan los flujos entre Polpaico y Alto Jahuel o Lo Aguirre Alto Jahuel. Como entre estos factores están algunos que tienen que ver con aumento de demanda y otros con el desarrollo efectivo de proyectos de generación, no bastaría con tener la confirmación de alguno de estos proyectos para dar inicio a la obra. Por lo tanto se entiende que será necesario reevaluar la necesidad de este tramo en la revisión que debe realizar la DP, sin embargo se ve poco probable poder tomar la decisión con la información disponible en el corto plazo.	No queda claro por qué no se aplicó a estos tramos la evaluación bajo el esquema Mínimax y por qué se indica la fecha de inicio como “Julio de 2011”, cuando en el escenario CNE se recomendaría la entrada en servicio en el 2020. Además, se solicita aclarar si el resultado del análisis de mínimo arrepentimiento de la zona Polpaico-Cardones, es independiente de la decisión que se tome sobre la construcción de la línea Polpaico – Alto Jahuel 2x500 kV.	El Consultor ha revisado el período de desarrollo de las obras de la zona entre Nogales y Alto Jahuel. Considerando que las distancias son menores a 80 km. para los proyectos presentados lo ha bajado de 5 a 4 años. Por ejemplo, la línea Nogales-Polpaico, cuya publicación en el decreto de expansión fue en septiembre de 2007 y entrará en servicio a fines de febrero de 2011, es decir, 3 años y medio. Con la reducción del período de construcción de esta línea, la decisión de construirla se podría tomar a fines del año 2011, con una revisión del CDEC confirmando o modificando la fecha de puesta en servicio. No obstante puede presentarse el problema señalado en la respuesta a la observación 1. El resultado de la zona Polpaico-Cardones es independiente de esta decisión debido a que al norte de Nogales no hay proyectos de generación relevantes y los flujos se dirigen desde Polpaico o Nogales hacia allá. Por la magnitud de los flujos no es conveniente económicamente una solución en 220kV.
9	CDEC-SIC	Cuarto Informe de Avance INFORME FINAL PARTE III SIC	6.3 OBRAS A EJECUTAR O INICIAR EN EL CUATRIENIO 2011 – 2014 Y SU CLASIFICACIÓN Pág. 232	En la Nota 5), respecto del proyecto “Línea Lo Aguirre-Melipilla 2x220 tendido 1 circuito”, se indica que “Este tramo está asociado a la puesta en servicio de la subestación Lo Aguirre 220kV”. Sin embargo, el inicio del proyecto “Línea Lo Aguirre-Melipilla 2x220 tendido 1 circuito” está para Enero de 2012 y el de la S/E Lo Aguirre recién se tiene previsto para Julio de 2014.	Se solicita aclarar la situación señalada ya que se entiende que con algún cambio en las condiciones previstas se podría dar la posibilidad de que el proyecto de la S/E Lo Aguirre finalmente no se realice y quede desligado de la	Debido a que el largo de la línea Lo Aguirre-Melipilla son sólo 50 km, el Consultor ha decidido tomar un período de 4 años para este tramo, por lo tanto, la decisión puede postergarse para la revisión anual del 2012. La subestación Lo Aguirre entra en servicio por motivos de abastecimiento de la zona metropolitana, por lo cual el Consultor estima muy improbable que no se concrete.

					realización de la obra “Línea Lo Aguirre-Melipilla 2x220 tendido 1 circuito.	<p>Si a la fecha en que se revise el inicio de la línea Lo Aguirre-Melipilla se tiene certeza de la necesidad de construir Lo Aguirre, una opción que garantiza contar con el punto de llegada de la línea, es adelantar un año y medio la licitación de la subestación Lo Aguirre, fijando como tarea prioritaria la determinación y adquisición del sitio de emplazamiento, pero sin anticipar la fecha de puesta en servicio del proyecto.</p> <p>Si por el contrario, no hay certeza de la necesidad de construir Lo Aguirre, deberá estudiarse una solución alternativa para garantizar el suministro seguro a la zona Melipilla – San Antonio.</p>
10	CDEC-SING	<p>Informe Final Parte III.</p> <p>Planes de Expansión del sistema troncal del SIC y SING.</p> <p>Segunda Parte Planes de Expansión del SING</p>	<p>Título 3. Flujos Proyectados por el Sistema de Transmisión Troncal y Formulación de Planes de Expansión;</p> <p>Subtítulo 3.3. Plazos de Construcción;</p> <p>Página 11.</p>	<p>Se considera que los plazos de construcción considerados para la incorporación de nuevos proyectos de ampliación, en particular, el plazo para Líneas de Transmisión es Julio 2016.</p> <p>No queda claro la extensión del plazo, que significan 5 años desde Julio 2011.</p>	<p>Especificar las etapas consideradas para la construcción de los proyectos considerados, con el respectivo desglose mensual.</p>	<p>En el Anexo 7 se presenta el cronograma de las obras recomendadas.</p>
11	CDEC-SING	<p>Informe Final Parte III.</p> <p>Planes de Expansión del sistema</p>	<p>Título 5. Evaluación Económica de los Planes de Expansión;</p> <p>Subtítulos 5.3 al</p>	<p>A pesar de que se presentan cuadros con el ahorro de costo anual de cada proyecto evaluado, no hay un detalle que indique los resultados en valor presente y el beneficio de cada proyecto para poder comparar las distintas soluciones.</p>	<p>Incluir en los cuadros de la evaluación económica, el valor presente del ahorro de costos, los pagos de transmisión y el beneficio resultante de cada proyecto.</p>	<p>Se incluirá</p>

		troncal del SIC y SING. Segunda Parte Planes de Expansión del SING	5.6. Páginas desde 36 - 43			
12	CDEC-SING	Informe Final Parte III. Planes de Expansión del sistema troncal del SIC y SING. Segunda Parte Planes de Expansión del SING	Título 5. Evaluación Económica de los Planes de Expansión; Subtítulos 5.3 al 5.6. Páginas desde 36 - 43	No queda explícito si los costos de operación incluyen el costo por racionamiento de largo plazo o costo de falla resultante de la operación económica Sin y Con proyecto en cada análisis realizado.	Especificar si se incluyen los costos de falla de largo plazo.	Los costos de operación incluyen los costos de falla de largo plazo cuando ocurren déficit en la simulación de la operación del sistema.
13	COLBUN	INFORME FINAL. PARTE I	1 SISTEMAS TRONCALES SIC Y SING 1.2 VI, AVI Y COMA DE LAS INSTALACIONES TRONCALES DEL SIC Y DEL SING Página 8	En la Nota N°1 se señala que el VI asignado a Colbún S.A. entre los tramos 1 y 5 pertenece a la asignación de la compensación reactiva de la S/E Maipo. Al respecto, en la tabla de la página 7 se puede observar que al tramo 1 no se le realizó una asignación de la compensación reactiva de la S/E Maipo, lo que en cambio sí ocurrió para el tramo 74 que no está considerado en la Nota N°1.	Se solicita aclarar cuáles fueron los tramos a los que se asignó la compensación reactiva de la S/E Maipo.	La asignación de la compensación reactiva fue hecha según el criterio y procedimiento descrito en la parte B3 del Informe II, y cuya implementación produce los resultados parciales entregados en la planilla "AsignacionReactivos_v.3.xlsx". La observación es correcta en cuanto a que tanto la mención al tramo 1 como la omisión del tramo 74 de la nota 1 de la página 172 son incorrectas, para la asignación del Informe Final Parte II, del 21 de octubre.
14	COLBUN	INFORME FINAL. PARTE I	1 SISTEMAS TRONCALES SIC Y SING 1.2 VI, AVI Y	Para los tramos incluidos entre las barras Candelaria y Alto Jahuel, correspondiente a los códigos TSIC-25, TSIC-26, TSIC-27 y TSIC-28, se asignó un VI a Transelec, que de acuerdo a lo explicado por Consultor, obedece a una	Se solicita aclarar cuáles fueron los equipos de compensación de Transelec asignados a los tramos observados.	Se trata del reactor 1 x 75 MVar, 220 kV ubicado en S/E de Polpaico, y el banco de condensadores de 66 kV, 33 MVar de Alto Jahuel.

			COMA DE LAS INSTALACIONES TRONCALES DEL SIC Y DEL SING Página 7	prorrata de equipos de compensación de Transelec, además de una componente de instalaciones comunes en la S/E Alto Jahuel. Sin embargo, en las notas de la página N°8 del Informe no se indica que equipos de compensación de Transelec fueron los asignados a dichos tramos.		
15	COLBUN	INFORME FINAL. PARTE III	2 ANTECEDENTES DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA 2.3 ESCENARIOS DE GENERACIÓN ALTERNATIVOS Expansión generación escenario alternativo 1	La central Los Hierros aparece conectada en Itahue 154 kV. Esto no es factible ya que el sistema de transmisión que llega a Itahue no tiene capacidad disponible, y construir una línea especial desde la central a Itahue la haría infactible económicamente	Considerar que la central Los Hierros debe aparecer conectada a Ancoa 220 kV	La central Los Hierros se colocó en Ancoa 220 en la simulación del modelo de despacho, sin embargo, por error se mantuvo su ubicación en Itahue 154 kV en el cuerpo del informe.
16	COLBUN	INFORME FINAL. PARTE II	3 VALORIZACIONES DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN 3.5 CÁLCULO DEL VI Página 172	En la Nota N°1 se señala que el VI asignado a Colbún S.A. entre los tramos 1 y 5 pertenece a la asignación de la compensación reactiva de la S/E Maipo. Al respecto, se puede observar que al tramo 1 no se le realizó una asignación de la compensación reactiva de la S/E Maipo, lo que en cambio sí ocurrió para el tramo 74 que no está considerado en la Nota N°1.	Se solicita aclarar cuáles fueron los tramos a los que se asignó la compensación reactiva de la S/E Maipo.	La asignación de la compensación reactiva fue hecha según el criterio y procedimiento descrito en la parte B3 del Informe II, y cuya implementación produce los resultados parciales entregados en la planilla "AsignacionReactivos_v.3.xlsx". La observación es correcta en cuanto a que tanto la mención al tramo 1 como la omisión del tramo 74 de la nota 1 de la página 172 son incorrectas, para la asignación del Informe Final Parte II, del 21 de octubre.
17	COLBUN	INFORME FINAL.	3 VALORIZACIONES	Para los tramos incluidos entre las barras Candelaria y Alto Jahuel, correspondiente a los	Se solicita aclarar cuáles fueron los equipos de	Los equipos de Transelec que se asignarán a los tramos 25 a 28 son:

		PARTE II	N DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN 3.5 CÁLCULO DEL VI Página 172	códigos TSIC-25, TSIC-26, TSIC-27 y TSIC-28, se asignó un VI a Transelec, que de acuerdo a lo explicado por Consultor, obedece a una prorrata de equipos de compensación de Transelec, además de una componente de instalaciones comunes en la S/E Alto Jahuel. Sin embargo, en Informe no se indica que equipos de compensación de Transelec fueron los asignados a dichos tramos.	compensación de Transelec asignados a los tramos observados.	<ul style="list-style-type: none"> - CCEE 51 Alto Jahuel - Reactor Polpaico 500 kV, 7y5 MVA
18	COLBUN	INFORME FINAL. PARTE III	4 ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LAS ALTERNATIVAS Y DETERMINACIÓN DE LÍMITES DE TRANSMISIÓN POR TRAMO 4.2 LÍMITES OPERACIONALES DETERMINADOS PARA LOS TRAMOS Página 150	El tramo Ancoa – A. Jahuel con tres circuitos aparece con un límite de transferencia de 2.370 MW, este límite aparecía en el Informe III condicionado a poner 33 MVAR en el terciario del segundo transformador 500/220 kV en Ancoa.	Aclarar si el límite de 2.370 es con los reactivos de 33 MVAR del segundo transformador 500/220 kV en Ancoa.	<p>El límite de 2370 MW se determinó para la configuración con tres circuitos Ancoa – Alto Jahuel, con el tramo Lo Aguirre – Cerro Navia de la línea Rapel -Cerro Navia fuera de servicio y con el segundo transformador de Ancoa, pero sin CCEE en el terciario (año 2015).</p> <p>Al poner en servicio la nueva línea Lo Aguirre – Cerro Navia, este límite sube a 2425 MW (año 2016, en el escenario CNE).</p> <p>Cabe señalar que en consideración a los altos niveles de pérdidas de potencia reactiva que alcanzan los autotransformadores de 750 MVA del sistema de 500 kV en la medida que aumenta su carga, el Consultor ha adoptado el criterio de compensar cada uno de ellos con bancos de condensadores estáticos conectados a sus enrollados terciarios, en bloques de 3x33 MVAR en cada uno.</p> <p>La evaluación económica que se hizo para justificar la instalación del segundo transformador de Ancoa se realizó considerando la inversión en estos condensadores.</p> <p>Sin embargo, en este caso en particular y dada</p>

						la baja tasa de crecimiento que experimenta la transferencia 500/220 en Ancoa hasta la puesta en servicio de Central Los Robles, el Consultor estima que la decisión respecto de esta instalación puede ser diferida para las revisiones periódicas de este estudio, lo que será rectificado en el Informe Final.
19	COLBUN	INFORME FINAL. PARTE III	5 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN 5.3 PRESUPUESTO DE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS Página 174	En la tabla que indica los presupuestos elaborados por el Consultor para las obras analizadas aparece un valor nulo para la obra de conexión de las subestaciones Ancoa y Colbún, en circunstancias que se elaboró un presupuesto para esta obra en el Anexo N°7.	Se solicita incorporar en la página observada el valor de inversión de la obra de conexión de la subestaciones Ancoa y Colbún.	Se incorporará el valor de la conexión Ancoa-Colbún en la tabla mencionada.
20	COLBUN	INFORME FINAL. PARTE III	5.4 CUADROS DE EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS 5.11 SISTEMA CHARRÚA - ANCOA - ALTO JAHUEL Página 202 y 205	En las tabla de evaluación de las páginas 202 y 205 dice: "Escenario CNE: Evaluación 3er circuito Jahuel-Ancoa", debe decir "Escenario CNE: Evaluación 4to circuito Jahuel-Ancoa"	Poner como título en la tabla "Escenario CNE: Evaluación 4to circuito Jahuel-Ancoa"	Se corregirá
21	COLBUN	INFORME FINAL. PARTE III	ANEXO 7 DESCRIPCIÓN Y PRESUPUESTO S DE	En la página indicado el Consultor lista los elementos de la conexión Colbún-Ancoa que ha considerado para valorizar dicha obra. De dicha lista se desprende que el Consultor considera para dicha conexión un cable subterráneo (2	Se solicita modificar el proyecto considerado por el Consultor a sólo un conductor por fase (total de 6 mufas) lo cual si es	La cantidad de cables por fase depende de la potencia a transmitir. Verificamos nuevamente la distribución de los flujos al operar con la conexión Ancoa-Colbún

			<p>PROYECTOS DE TRANSMISIÓN DEL SIC</p> <p>2.9. Ampliación subestación Ancoa 500 / 220 kV</p> <p>Página 86</p>	<p>conductores por fase), cantidad total 6 conductores, lo que implica instalar 6 mufas en el extremo de S/E Ancoa y 6 Mufas en el extremo de S/E Colbún, lo que físicamente es imposible de realizar ya que no hay espacio disponible en ambos extremos.</p>	<p>factible de construir, tal como lo considera el proyecto presentado por Colbún</p>	<p>y encontramos que con generaciones máximas en Colbún -Machicura - Pehuenche efectivamente las transmisiones por Ancoa-Colbún son alrededor de los 300 MW en condiciones normales y 475 MW ante falla de un circuito de 500kV.</p> <p>Sin embargo las situaciones más críticas son con Colbún - Machicura muy bajos o detenidos, en cuyo caso las transmisiones llegan a los 550 MW en condiciones normales y 650 MW ante falla de un circuito de 500kV..</p> <p>Por lo tanto dada la potencia a transmitir se mantendría el criterio de instalar dos cables de 220 kV por fase y se estudiará con más detalle los espacios disponibles para instalar las 6 mufas en cada lado.</p>
22	COLBUN	<p>INFORME FINAL. PARTE III</p>	<p>ANEXO 7 DESCRIPCIÓN Y PRESUPUESTO S DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN DEL SIC</p> <p>2.9. Ampliación subestación Ancoa 500 / 220 kV</p> <p>Página 86</p>	<p>Para la conexión Colbún-Ancoa el Consultor también considera:</p> <p>4 desconectores trifásicos 245 kV - 2000 A - corte central.</p> <p>2 desconectores de puesta a tierra.</p> <p>Estos equipos no son aplicables al proyecto de conexión considerando los espacios disponibles.</p>	<p>Se solicita considerar desconectores que si son factibles de instalar en el espacio disponible como los considerados en el proyecto propuesto por Colbún, esto es:</p> <p>1 desconector trifásico 245kV - 2000A-corte central CPT.</p> <p>2 desconectores trifásicos 245kV-2000A-corte central SPT.</p> <p>1 desconector trifásico 245kV-2000A-de puesta a tierra.</p>	<p>Considerando la respuesta a la observación 21 se tomará en cuenta la cantidad y tipo de desconectores a utilizar en la conexión dependiendo de los espacios disponibles.</p> <p>En el lado de colbún no se instalaría interruptor por problemas de espacio. El interruptor con sus equipos asociados se instalaría en la línea a Candelaria 1.</p>
23	COLBUN	<p>INFORME FINAL. PARTE III</p>	<p>ANEXO 7 DESCRIPCIÓN Y PRESUPUESTO S DE PROYECTOS</p>	<p>En la descripción de la conexión Colbún-Ancoa que el Consultor realiza en la página 85 indica la construcción de paños acopladores de barra en S/E Colbún y S/E Ancoa.</p> <p>En la S/E Colbún no hay barra y por la lista de</p>	<p>Favor aclarar a qué se refiere con paños acopladores de barra, o si se trata más bien de paños de línea.</p>	<p>Se refiere a la conexión de la barra de la sección 2 de la S/E Ancoa con el punto de conexión en la S/E Colbún.</p> <p>No siendo exactamente paños acopladores de barra ni paños de línea, se mejorará la</p>

			DE TRANSMISIÓN DEL SIC 2.9. Ampliación subestación Ancoa 500 / 220 kV Página 85	equipos indicados en la página 85, da la impresión que se trata más bien de paños de línea.		descripción.
24	COLBUN	INFORME FINAL. PARTE III	ANEXO 7 DESCRIPCIÓN Y PRESUPUESTOS DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN DEL SIC 6. PRESUPUESTOS Y FLUJOS DE CAJA PARA PROYECTOS RECOMENDADOS Página 244	En el presupuesto del proyecto Conexión Colbún-Ancoa, en el ítem 8 del presupuesto, equipos primarios, se define un valor de kUS\$ 1990, el cual es un valor muy alto para el ítem de equipos primarios. Suponemos que están incluidos en este ítem, el cable subterráneo, y el equipamiento de protecciones del cual no se hace referencia.	Se solicita detallar los equipos primarios, de control, protecciones y comunicaciones y cable en ítem aparte.	El ítem de kUS\$ 1990 incluía los cables de 220 kV y no solo los equipos primarios. Se desagregará en ítem separados las componentes.
25	COLBUN	INFORME FINAL. PARTE III	ANEXO 7 DESCRIPCIÓN Y PRESUPUESTOS DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN DEL SIC 6. PRESUPUESTOS Y FLUJOS DE CAJA PARA	El Consultor considera como presupuesto total del proyecto Colbún-Ancoa un valor de KUS\$ 3169. En virtud de los cambios de equipos necesarios para que el proyecto sea factible de construir en los espacios disponibles, el VI de inversión necesariamente experimentará un ajuste al alza que debe incorporarse.	Ajustar el valor del presupuesto total del proyecto debido a los cambios que deben hacerse con motivo de de las observaciones indicadas precedentemente.	El presupuesto corresponderá a lo que se deba instalar y se realizarán algunos ajustes, sin embargo el presupuesto ya consideraba el equipamiento primario y dos cables por fase.

			PROYECTOS RECOMENDADOS Página 244			
26	COMITE	Informe Final Parte I, Resumen de Resultados del Estudio	1.2 VI, AVI y COMA de las Instalaciones Troncales del SIC y del SING, y 1.3 Fórmulas de Indexación de las Instalaciones Troncales del SIC y SING Páginas 6 a la 18	De acuerdo a las bases del estudio, el Consultor debe determinar el V.I. de Labores de Ampliación, el cual una vez descontado el monto recuperado, debe ser anualizado para ser recuperado en los 4 años del cuatrienio tarifario a que se refiere el Estudio (2011-2014).	Se solicita incorporar en este título los VI, AVI y VATT de las Labores de Ampliación correspondientes a las obras puestas en servicio hasta diciembre de 2010. Asimismo, se solicita dejar establecida su fórmula de indexación.	Se procederá según lo solicitado. Cabe observar que la anualidad del VI se calcula para una recuperación del costo total en 4 años, y que por su naturaleza, estos costos no tienen COMA asociado. La indexación debe ser en un 100% por IPC.
27	COMITE	Informe Final Parte I, Resumen de Resultados del Estudio	1.2 VI, AVI y COMA de las Instalaciones Troncales del SIC y del SING Páginas 6 a la 14	Los montos de VATT de la tabla denominada “Valorización según los decretos de adjudicación de Obras Nuevas” dice estar expresada en moneda al 31 de diciembre de 2009. Sin embargo, los valores corresponden al canon base.	Se solicita indexar al 31 de diciembre de 2009, los VATT de las obras nuevas de acuerdo a las fórmulas de indexación indicadas en los decretos respectivos.	De acuerdo con los antecedentes recabados por el consultor, procede indexar el VATT de la obra nueva CER Puerto Montt, cuya puesta en servicio fue el día 5 de julio de 2007.
28	COMITE	Informe Final Parte I, Resumen de Resultados del Estudio	1.2 VI, AVI y COMA de las Instalaciones Troncales del SIC y del SING Páginas 6 a la 14	Las tablas que informan los VI, AVI, COMA y VATT por tramo y propietarios deben estar en estricta concordancia con la asignación de instalaciones de cada propietario en cada uno de los tramos determinados por el Consultor. En particular, se observa que el tramo TSIC-47 Charrúa – Cautín no contiene valores correspondientes a la asignación de componentes de las SS/EE Charrúa y Cautín y de compensación reactiva, indicado en la nota N°3 de la tabla “VI por Tramo según Metodología del Consultor” página 8.	Se solicita revisar la consistencia respecto de la propiedad de las instalaciones asignadas a cada uno de los tramos troncales. En particular, se solicita revisar los montos por propietario correspondientes al tramo TSIC-47.	Se acoge lo solicitado.
29	COMITE	Informe Final Parte I, Resumen de	1.3 Fórmulas de Indexación de las Instalaciones	Corregir la definición de la variable PAI_k que dice: “Promedio del precio del c...”	La definición de la variable PAI_k debiera ser “Promedio del precio del	Se revisará los valores base y se modificará la definición para asegurar consistencia en la fórmula.

		Resultados del Estudio	troncales del SIC y SING	<p>Además, Los Valores Bases de las variables que componen las fórmulas de indexación del AVI y el COMA, (IPC₀, DOL₀, PAI₀, PCu₀, y CPI₀) deben corresponder a valores vigentes los meses considerados en la descripción de cada variable.</p> <p>Por ejemplo el Valor Base del IPC debe corresponder al valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior a diciembre de 2009, es decir al IPC de octubre 2009 = 100,29 (Base Anual 2009 = 100).</p> <p>De esta forma al aplicar al AVI (o COMA) la fórmula para calcular el factor de indexación al mes de diciembre de 2009, el valor resultante debiera ser 1.</p>	<p>aluminio.....”</p> <p>Se solicita modificar los Valores Bases de las variables de las formulas de indexación del AVI y COMA, de tal forma que sean consistentes con la definición de cada variable.</p>	
30	COMITE	Informe Final Parte I	Página 29 2.1.6	En el numeral indicado, se presentan las obras recomendadas para el cuatrienio siguiente. Sin embargo no se incluyen en el informe las fórmulas de indexación ni los índices, de dichas obras para mantener su valor referencial tanto de AVI, COMA y VI.	Incluir las fórmulas de indexación, junto con sus índices, del mismo modo con que se incluyen en el numeral 1.3	En el Informe Final definitivo se incluirán las fórmulas de indexación de las obras recomendadas.
31	COMITE	Informe Final Parte I y “Anexo 7:Descripción y Presupuesto de Proyectos de Transmisión “	Página 29 2.1.6	En el numeral indicado y los siguientes, se presenta el VI, AVI, y COMA referenciales para las expansiones recomendadas para el cuatrienio siguiente, del mismo modo en el Anexo 7 se incluye la valorización y programación de cada obra. Sin embargo alguno valores difieren de los presentados en el Anexo 7 e Informe Final parte I.	Se solicita explicar las diferencias entre las valorizaciones incluidas en el Anexo 7 y Final, o en su defecto indicar como se construyen los valores del Informe Final parte I, a partir de las valorizaciones del Anexo 7.	No deben producirse las diferencias observadas; se revisará y corregirá.
32	COMITE	Informe Final Parte II, Determinación	3.7.1.4 Cálculo de las labores de ampliación	Con relación al listado de obras de ampliación analizadas por el Consultor, se observa que faltarían algunas con puesta en servicio durante el 2010: Barra de transferencia Cardones 220	Se solicita valorizar las labores de ampliación correspondientes a todas las obras con puesta en	En el Informe Final definitivo se valorizará e incorporará las Labores de Ampliación de las obras observadas.

		ón del Valor Anual de Transmisión por Tramo		kV, Banco de Condensadores 50 MVar en S/E Alto Jahuel, Banco de Condensadores 50 MVar en S/E Cerro Navia, y Paño 220 kV en S/E Chena correspondiente al segundo circuito del tramo El Rodeo-Chena.	servicio hasta diciembre de 2010.	
33	COMITE	Informe Final Parte II, Determinación del Valor Anual de Transmisión por Tramo	3.7.1.4 Cálculo de las labores de ampliación	Para efectos de explicar los resultados obtenidos en las labores de ampliación, sería conveniente entregar una tabla la valorización de cada una de las partidas que constituyen las labores de ampliación identificadas por el Consultor en la tabla informada en la página 179. Lo anterior, por cuanto se observan anomalías en los resultados informados en la tabla de la página 180.	Se solicita incorporar una tabla que detalle para cada ampliación, el costo determinado para cada una de las actividades que forman parte de las labores de ampliación. Asimismo, se solicita revisar la consistencia de los resultados obtenidos.	El nivel de detalle con que se presenta la valorización de las Labores de Ampliación es el mismo con que se presenta todos los cálculos y resultados de VI, AVI y VATT de los tramos del sistema troncal. En el informe se presentó una tabla conteniendo la información pedida; planilla “Labores de Ampliación.xlsx”, hoja “Labores de ampliación”.
34	COMITE	Informe Final Parte III Planes de Expansión del SIC	Índice Páginas 1 y 2	En el índice no se indican los nombres de los capítulos principales del informe.	Incluir el nombre de los capítulos del informe.	Se incluirá
35	COMITE	Informe Final Parte III Planes de Expansión del Sistema Troncal del SIC y SING Primera Parte Planes de Expansión del SIC	5. Evaluación económica de los planes de expansión.	Referente a tramo Alto Jahuel – Polpaico, el Consultor presenta la siguiente conclusión en página 198: “... En el escenario CNE se justifica un tercer circuito Polpaico-Lo Aguirre el año 2020, y Lo Aguirre-Alto Jahuel no antes del 2023. En el escenario alternativo 1 se justifica un tercer circuito Polpaico-Alto Jahuel en julio de 2016. En el escenario alternativo 2 se justificaría un tercer circuito Lo Aguirre-Alto Jahuel el año 2018.” Sin embargo esto no es coherente con lo señalado en tabla “Obras recomendadas para iniciar su construcción en el cuatrienio 2011-2014” ya que en página 230 aparece la línea recomendada para julio 2016 “Línea 2x500 kV Polpaico – A. Jahuel” además de aparecer en	Se solicita aclarar	Según el escenario de generación y demanda, se justifica realizar una u otra ampliación, no ambas. Se aclarará en el Informe Final.

				misma tabla para enero 2017 “Línea 2x500 kV Lo Aguirre – A. Jahuel”.		
36	COMITE	Informe Final Parte III Planes de Expansión del SIC	6.3 Obras a ejecutar o iniciar en el cuatrienio 2011-2014 y su clasificación Página 229	El Consultor, en su respuesta a la observación N° 44 del Informe N°3 indicó que en la tabla de obras recomendadas se incluiría la barra de transferencia de la S/E Ciruelos, sin embargo, esta obra no viene incluida en la tabla respectiva del informe N° 4.	Incluir como obra recomendada en la tabla de la página 230, la barra de transferencia de la S/E Ciruelos.	Se incluirá barra de transferencia
37	COMITE	Informe Final Parte III Planes de Expansión del Sistema Troncal del SIC y SING Primera Parte Planes de Expansión del SIC	6. Obras del plan de expansión recomendado. Página 230.	En tabla “Obras recomendadas para iniciar su construcción en el cuatrienio 2011-2014” aparece para enero 2015 la obra “Tercer Transformador Ancoa 500/220” Entendemos que se trata del segundo.	Se solicita aclarar	Efectivamente, se trata del segundo trafo. Se corregirá.
38	COMITE	Informe Final Parte III Planes de Expansión del SIC	6.5 Programa de reemplazo de interruptores Página 236	Aunque en el informe se indica el plan de reemplazo de interruptores debido a que considerando los aumentos de capacidad instalada y ampliaciones del sistema de transmisión se sobrepasa su capacidad de corto circuito, no se muestra el análisis que lleva a esa recomendación.	Incluir el análisis de capacidad de corto circuito que lleva a la recomendación que plantea el Consultor.	El análisis de la capacidad de ruptura requerida por los interruptores y por lo tanto su eventual reemplazo, se determinó sobre la base de la aplicación de los siguientes Procedimientos de la Dirección de Operaciones del CDEC-SIC: “Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito” y “ Términos y Condiciones del Cálculo de Corrientes de Cortocircuito para la Verificación del Dimensionamiento de Interruptores en el SIC”.
39	COMITE	Informe Final	Observación Genérica	En las diferentes observaciones que realizaron los Participantes y Usuarios e Instituciones interesadas, el Consultor señaló en algunas de ellas que la respuesta o consideración de las observaciones se incluirían en el informe final. Al respecto se ha detectado que algunas de ellas	Se solicita al Consultor revisar las observaciones a responder o incluir en el Informe final, de acuerdo a las observaciones planteadas a los informes	El Consultor revisará las observaciones anteriores y para el informe final considerará todo lo que informó que iba a considerar.

				siguen sin ser consideradas.	previos.	
40	ECL	Informe Final Parte II	<p>Parte A: Instalaciones Troncales y área de Influencia común.</p> <p>1. Determinación de las Instalaciones que conforman el Sistema de Transmisión Troncal.</p>	<p>El Consultor indica en el punto 1.1.2.2. Análisis de la condición a), que en el SING 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”.</p> <p>El Consultor ha considerado razonable establecer que se cumple con la variabilidad “relevante” en magnitud y sentido del flujo, cuando en el período de un año se cumplen simultáneamente dos condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Que la energía transferida en el sentido en que se transfiere menor energía, sea <u>al menos 10%</u> de la energía transferida en el sentido opuesto. - Que la potencia máxima transferida en el sentido en que se transfiere menor potencia, sea <u>al menos 10%</u> de la transferida en el sentido opuesto. <p>De lo anterior, el Consultor indica en la página 27, que el cambio de dirección en los flujos de la línea Tarapacá-Lagunas, ocurre una vez al año cuando la central Térmica Tarapacá está en mantenimiento.</p> <p>Luego, en una dirección el flujo sería exclusivamente atribuido a la central Tarapacá, por lo que no se cumpliría el criterio de la letra d).</p> <p>Además, según el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Abril 2010, la central Térmica Tarapacá, tiene una tasa de salida forzada de 4,1%. Si se considera un promedio de 30 días al año de mantención programada, la</p>	<p>Modificar el cuadro de la página 25, indicando que la línea Tarapacá-Lagunas, no cumple la condición d) del artículo 74° para los años 2013 y 2014.</p> <p>Considerar para el SING que la variabilidad relevante, a lo menos un 15%, lo que permite independizar al criterio de la indisponibilidad de las centrales térmicas. Ello se basa en un FOR típico de 4% y en una mantención programada promedio anual de 40 días, para centrales térmicas a carbón.</p>	<p>La metodología y criterios para la determinación de las instalaciones que califican como instalaciones troncales, así como las instalaciones resultantes, fueron establecidas en el Informe 1.</p> <p>De acuerdo con esa metodología la variabilidad y reversibilidad de flujos en una determinada línea se produce por diversas causas, siendo una de ellas el despacho de las centrales generadoras. Lo que se destacó en Informe 1 definitivo en relación con los efectos de la central Tarapacá en los flujos de la línea Tarapacá – Laguna es una explicación que no cambia en absoluto el análisis que para el caso de esa línea se hace de la aplicación de las condiciones establecidas en el Artículo 74 de la LGSE, y en particular de la condición d), que señala que se excluyen las líneas cuyo flujo pueda ser atribuido al consumo de un cliente o a la producción de una o pocas centrales, condición que no se da en la referida línea, en la que el flujo es atribuible a muchos clientes. Por otra parte, en lo que concierne a la elección del 10% como umbral de variabilidad en potencia y energía para considerar que se presenta la condición de reversibilidad fue considerada relevante para aplicar tanto en el SIC como en el SING. Esta magnitud debe ser de aplicación general y no puede escogerse línea por línea en función del sistema troncal que se desee obtener.</p> <p>El Consultor no concuerda con la idea que el umbral se elija de modo de que las condiciones de mantenimiento resulten irrelevantes dado que éstas corresponden a una situación habitual de la operación que debe ser considerada según lo establecido en el primer</p>

				<p>central estaría fuera de servicio el 12,3% del tiempo. Valor muy cercano al 10% definido por el Consultor. Por lo tanto, la elección del umbral o corte, debe considerar un valor mayor que independice la condición de mantenimiento y así no haya duda de que los flujos si son bidireccionales, no sean atribuibles a una sola central generadora.</p> <p>Otro elemento de juicio es que si no hay mantenimiento en la Central Tarapacá, no habría inversión de flujos. Ello es una muestra clara de que no se cumple la condición d).</p>		<p>inciso del Artículo 74 de la Ley, y por lo tanto justifica los criterios aplicados en el Informe 1.</p>
41	ECL	Informe Final Parte II	<p>Parte A: Instalaciones Troncales y área de Influencia común.</p> <p>2. Área de Influencia Común.</p>	<p>Dado que en el SING no es posible obtener un tramo que cumpla con las condiciones copulativas señaladas en artículo 102°, letra c), el Consultor no debiera innovar respecto del Área de Influencia Común (AIC) definida por la ley y contenida en el Decreto 207, manteniendo el AIC actual.</p> <p>En relación a la aplicación de la Ley, hay que tener muy presente que el único criterio claramente establecido, es el que permite determinar la “Densidad de Utilización” (DU). Así mismo, nos parece que dada la falta de un Reglamento para determinar el AIC, a lo menos el área de concentración de la demanda y la generación indicadas en la Ley, deben ser determinadas con las mismas herramientas utilizadas para determinar el propio sistema troncal, es decir, utilizando los flujos de potencias esperados para cada línea de transmisión, obteniendo las inyecciones y retiros para cada nudo del sistema troncal.</p> <p>La definición del criterio de “menor distancia eléctrica” para determinar entre qué nudos del sistema troncal se concentran a lo menos el</p>	<p>Mantener el tramo Crucero 220–Encuentro 220 como AIC en el SING.</p> <p>Pág. 107</p>	<p>Las demandas y generaciones deben ser referidas a los nodos de Sistema Troncal, pues los cálculos se hacen en relación con los nodos de este sistema.</p> <p>El criterio para referir la generación y consumo a los nodos del sistema troncal debe ser común al SIC y al SING. La repartición de flujos como criterio no es adecuado cuando ésta varía con el despacho de las centrales, el que depende de condiciones hidrológicas, mantenimiento, etc.</p>

			<p>75% de la demanda y el 75% de la generación, no da cuenta de la realidad física de un sistema eléctrico de potencia, donde las leyes representativas son la ley de Ohm y la de Kirchhoff.</p> <p>El algoritmo llamado de caminos mínimos se utiliza para conocer rutas de distancia mínima y no da cuenta del uso real de las instalaciones.</p> <p>Por ejemplo, el consumo Collahuasi está conectado a las subestaciones Lagunas y Encuentro. Normalmente, los flujos desde dichas subestaciones, se reparten 60% y 40%, respectivamente. Por lo tanto, es evidente que concentrar toda esta carga en un solo nudo, no da cuenta de la realidad del sistema eléctrico.</p> <p>La Ley en su artículo 102° letra c) <u>no indica</u> la necesidad de referir consumos o inyecciones y señala que es el Reglamento el que establecerá el procedimiento para determinar el AIC. Por tanto, se trata más bien de un concepto de uso real de instalaciones.</p> <p>La concurrencia simultánea de las características del AIC buscan definir un área dentro del sistema troncal, que sea representativa del sistema eléctrico y donde se dé la máxima eficiencia económica (densidad de utilización).</p> <p>Es oportuno recordar que el SING se ha desarrollado mediante la construcción de centrales generadoras asociadas y destinadas al suministro de proyectos, principalmente, mineros, construyéndose sistemas de transmisión adicionales, por lo que tratar de concentrar las inyecciones y retiros del sistema en un AIC, es ignorar la naturaleza y la realidad</p>		
--	--	--	--	--	--

				operacional del sistema. Cualquier metodología o criterio, para determinar el AIC, debiera considerar los flujos de potencia por el sistema de transmisión obtenidos para determinar el sistema troncal y no mezclar conceptos para obligar a concentrar la demanda y la inyección en una parte del sistema troncal. La Ley no obliga a la existencia de un AIC, ya que solo la determina para efectos del pago por dicho tramo del sistema troncal.		
42	ECL	Informe Final Parte I	Resumen de Resultados 2.2. Sistema Troncal del SING	El cuadro del punto 2.2. indica un tramo de línea Crucero-Lagunas 2*220 . Sin embargo, el texto recomienda la construcción de “una” nueva línea en el tramo Crucero-Lagunas 220 kV, que se entiende como un tercer circuito que se suma a los dos actuales.	Aclarar si la expansión recomendada es una línea en “simple” circuito o una línea de “doble” circuito. Si es simple circuito, indicar Crucero-Lagunas 1x220	Efectivamente, se trata de una línea de doble circuito con un solo circuito tendido. Se aclarará
43	ENDESA	Informe Final	GENERAL	En relación con la modelación de las demandas en los estudios de operación económica y en los estudios de análisis de operación eléctrica se observa una inconsistencia en dicha modelación. En efecto, en las bases de los estudios de operación económica el Consultor identifica con claridad la incorporación de las nuevas cargas mineras y sus correspondientes barras en el sector norte del SIC, sin embargo, en las bases de datos de los estudios eléctricos (Digsilent) no se logra identificar estos nuevos consumos mineros en dichas barras. Lo anterior puede tener incidencia en los niveles de transferencia de los tramos involucrados y por consiguiente en la recomendación u omisión de nuevas obras.	Se solicita al Consultor que aclare una eventual incoherencia entre ambas modelaciones de las demandas mineras señaladas y que aclare si sus conclusiones y recomendaciones siguen siendo válidas.	En las bases de datos Digsilent se incorporaron las cargas I. Maitencillo e I. Punta Colorada en las barras de 220 kV (representativas de los consumos de Relincho y Pascua Lama. En el caso de la zona de Cardones, se repartió proporcionalmente la mayor carga de la barra de 220 kV modelada en el SDDP, entre las cargas conectadas a dicha barra en la base de datos Digsilent proporcionada por el CDEC. La suma de las cargas modeladas en Digsilent asociadas a cada barra modelada en el SDDP, se ajustó de modo de igualarlas. En consecuencia no hay incoherencia entre ambas modelaciones.

44	ENDESA	Informe Final	GENERAL	<p>Dentro de los análisis realizados por el Consultor, se ha considerado el efecto de los equipos asociados al proyecto en ejecución de compensación reactiva en las subestaciones Cerro Navia y Polpaico que contemplan:</p> <p>a) Banco de Condensadores de 100 MVAR en S/E Polpaico.</p> <p>b) Equipo STATCOM +140/-65 MVAR en S/E Cerro Navia.</p> <p>c) Equipo SVC (CER) de +100/-60 MVAR en S/E Polpaico.</p> <p>Estos equipos, cuya puesta en servicio está prevista por partes para Noviembre de 2010 y Febrero de 2011, permiten elevar la capacidad de transmisión del tramo de 500 kV al norte de S/E Ancoa, pasando de aproximadamente 1400 MVA a 1610 MVA.</p> <p>Este incremento de capacidad de transmisión ha sido contemplado y utilizado por el Consultor cada vez que los análisis asociados a este estudio requieren fijar límites de capacidad para este tramo troncal.</p>	<p>Se solicita al Consultor que, por coherencia, incorpore la valorización de esta compensación reactiva asociándola a los tramos troncales Ancoa-A. Jahuel 500 kV y Ancoa-Polpaico 500 kV, debido a que en la capacidad de 1610 MVA que ha utilizado el Consultor durante todo el proceso de estudios, se han internalizado estos equipos aportando a la capacidad de transferencia y estabilidad del sistema.</p>	<p>Se incorporará la valorización de estos equipos y su asignación por tramo, en el Informe Final.</p>
45	ENDESA	Informe Final	GENERAL	<p>En las respuestas N° 81 y 82 a las consultas de Endesa al Informe III, el Consultor respondió que “Se incorporarán resultados de Flujos de Potencia y Cortocircuito, así como análisis de estabilidad Transitoria y Estacionaria para algunos escenarios correspondientes a años de corte que el Consultor considere claves para la verificación del cumplimiento de la NT”.</p> <p>En los Anexos N° 8 y 9 del informe final no se observan los referidos análisis de estabilidad transitoria.</p>	<p>Se solicita al Consultor que incorpore los resultados de los referidos estudios.</p>	<p>Se incorporarán los resultados correspondientes.</p>

46	ENDESA	Informe Final Parte III Planes de Expansión del Sistema Troncal del SIC y SING Primera Parte Planes de Expansión del SIC	5. Evaluación económica de los planes de expansión.	<p>Al año 2016, en el escenario de expansión de la CNE ya se incluyen 311 MW de nuevos proyectos de generación al sur de Ancoa que corresponden a proyectos recomendados genéricos, que no están en construcción, muchos no tienen EIA y ni siquiera son proyectos que estén en estudio. En los escenarios Alternativos, la sensibilidad corresponde a un aumento de la potencia instalada al sur de Ancoa. Al mismo año, el escenario Alt1 considera adicionar 839 MW al sur de Ancoa que aún no están en construcción y el escenario Alt2 381 MW, que al 2018 alcanzan 896 MW con la incorporación de Maqueo y otras.</p> <p>Luego, la decisión de instalar: la línea de 1x500 kV Polpaico – Alto Jahuel, un 4° circuito de la línea de 500 kV Alto Jahuel-Ancoa y un 3er circuito de la Línea 2x500 kV Ancoa-Charrúa, no se justifica en el escenario de la CNE, aún con los 311 MW no decididos que éste contempla. Estas obras sólo son justificadas en los escenarios alternativos que tienen aún más generación al Sur de Ancoa; 839 y 381 MW al 2016.</p> <p>Si estos nuevos proyectos de generación, en particular los de mayor tamaño, que difícilmente estén operativos antes del 2017 (no han presentado EIA), no se materializan, obligará a que las instalaciones de generación existentes y la demanda deban pagar por estas nuevas obras de transmisión que no son necesarias.</p>	<p>La recomendación de las obras: 1x500 kV Polpaico – Alto Jahuel, 4° circuito de la línea de 500 kV Alto Jahuel-Ancoa y 3er circuito de la Línea 2x500 kV Ancoa-Charrúa, deben quedar recomendadas pero condicionadas al desarrollo efectivo (declaración en construcción) de un volumen de generación superior a los 381 MW al sur de Ancoa al año 2016. Por tanto no se justifica que en este estudio queden recomendadas con fecha de inicio a julio de 2011, o sea, de construcción inmediata.</p>	Ver respuesta a la observación N° 4
47	ENDESA	Informe Final Parte III Planes de Expansión del Sistema	6. Obras del plan de expansión recomendado. Línea 2x500 kV Alto Jahuel-	No obstante lo señalado en la observación anterior, de acuerdo a la fecha de puesta en servicio propuesta por el Consultor para esta obra, no se requiere tomar la decisión durante este proceso, habida cuenta que el tendido del 4° circuito requiere de un plazo muy inferior a	Aplazar “Fecha de Inicio” para esta obra considerando que el tendido de un cuarto circuito tiene un tiempo de ejecución muy	Se corregirá la fecha de inicio (dictación del decreto) de esta obra a enero de 2014, 2 años y medio antes de su puesta en servicio. Por lo tanto quedará sujeta a la revisión anual del CDEC-SIC.

		Troncal del SIC y SING Primera Parte Planes de Expansión del SIC	Ancoa tendido 4to circuito. Página 231.	5 años para su materialización. En efecto, la decisión puede ser aplazada hasta la Revisión anual del ETT a realizar por el CDEC en que se ratifique el incremento de generación en la zona sur que justifica esta obra.	inferior a los 5 años estipulados por el Consultor.	
48	ENDESA	Informe Final Parte III Planes de Expansión del Sistema Troncal del SIC y SING Primera Parte Planes de Expansión del SIC	6. Obras del plan de expansión recomendado. Esquema Alto Jahuel -Lo Aguirre - Polpaico. Página 231.	De acuerdo a la tabla “Obras Recomendadas” el Consultor considera: <ul style="list-style-type: none"> • Línea de 2x500 kV Polpaico – Alto Jahuel para julio 2016 • Línea de 2x500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel para Enero 2017 <p>Este tren de obras dejaría funcionando en paralelo 6 circuitos de 500 kV para el año 2017 (Actual 2x500 Polpaico – A. Jahuel; Propuesto 2x500 Polpaico – A. Jahuel; Propuesto 2x500 Lo Aguirre – A. Jahuel). La propuesta anterior no concuerda con ninguna de las tres alternativas de expansión analizadas por el Consultor, cuya recomendación se resume para este tramo en un sólo circuito de 500 kV (2*500 kV, tendido 1 circuito) . Se presume error en el listado final de obras recomendadas. Adicionalmente, cabe destacar que la necesidad de esta expansión está asociada a una serie de factores descritos en el punto (4) de las Notas adjuntas al listado de “OBRAS RECOMENDADAS”, por lo que esta obra debe quedar sujeta a la meterialización efectiva de las condicionantes expresadas en dicha nota.</p>	Se requiere que el Consultor revise las obras propuestas dentro del listado de Obras Recomendadas asociadas a esta zona y corrija lo ahí expuesto. Además, se solicita precisar la condicionalidad para el inicio de esta obra respecto de lo señalado en la Nota (4) enunciada en Notas adjuntas a la tabla resumen de Obras Recomendadas.	Ver respuesta a la observación N° 35.
49	ENDESA	Informe Final Parte III Planes de Expansión del Sistema	6. Obras del plan de expansión recomendado. Línea Rapel - Melipilla.	Consultor recomienda la construcción de nueva línea 1x220 kV Rapel – Melipilla para evitar reducción de generación ante falta de criterio “n-1” en actual tramo que en este estudio se califica como troncal, sin embargo no aclara la topología a considerar en la futura subestación	Se requiere que el Consultor entregue el esquema topológico asociado a la ampliación de S/E Melipilla y aclare si el VI de estas	Ver descripción contenida en el anexo 7. Parte de las instalaciones comunes de la S/E Alto Melipilla se han incluido en el VI de la línea Rapel-Melipilla, y el resto en la línea Lo Aguirre-Melipilla.

		Troncal del SIC y SING Primera Parte Planes de Expansión del SIC	Página 230.	MELIPILLA una vez implementada la línea propuesta. Además, no se especifica si las obras de ampliación de esta S/E están incluidas en el VI de la línea o son independientes.	modificaciones está dentro del VI asociado a línea Rapel – Melipilla 1x220 kV.	
50	ENDESA	Informe Final Parte III Planes de Expansión del Sistema Troncal del SIC y SING Primera Parte Planes de Expansión del SIC	6. Obras del plan de expansión recomendado. Tercer Transformador Ancoa 500/220 kV Página 230.	De acuerdo a los decretos emitidos y a la información mostrada por el Consultor en el resumen de obras de transmisión en construcción, no existe decreto que declare la construcción de un segundo transformador en S/E Ancoa por lo que no es coherente recomendar un tercero.	Aclarar el origen de un segundo transformador en S/E Ancoa, o de no existir tal recomendación, corregir la propuesta hecha por el Consultor en referencia a la implementación de un tercer transformador en esta subestación.	Se trata de un error. Es el segundo transformador Ancoa 500/220.
51	ENDESA	Informe Final Parte III Planes de Expansión del Sistema Troncal del SIC y SING Primera Parte Planes de Expansión del SIC	6. Obras del plan de expansión recomendado. Línea 2x500 kV Pan de Azúcar – Polpaico, operado en 220 kV entre Nogales y Pan de Azúcar. Página 230.	La construcción de esta obra deja en operación 6 circuitos en paralelo entre la S/E Nogales y Polpaico. Dentro de las decisiones tomadas por el Consultor está la no transformación de la línea Nogales – Polpaico 2x220 kV a una línea de 1x500 kV, tal como fue concebida en su diseño y en el decreto que la originó. Se desprende que de construir la única propuesta analizada por el Consultor, puede existir una elevada ineficiencia de las líneas existentes, pudiendo haber otras alternativas que incorporen mejoras en éstas.	Se requiere que el Consultor evalúe de manera técnica y económica más de una alternativa de expansión para el tramo Nogales – Quillota – Polpaico, considerando posibles mejoras de los circuitos existentes antes de decidir por la solución propuesta. A modo de ejemplo, una opción puede ser la construcción de un solo circuito de 500 kV Polpaico-Nogales, el reforzamiento de la línea de 220 kV Nogales-Quillota y la transformación de la línea	Se realizó un estudio que demuestra que no se justifica económicamente realizar esta transformación, cuyos resultados se incorporarán al Informe Final.

					2*220 kV Nogales Polpaico en un circuito de 500 kV.	
52	GENER	ETT 2010 Informe Final Parte II Determinación del Valor Anual de Transmisión por Tramo	Parte A: Instalaciones Troncales y Área de Influencia Común 1 Determinación de las Instalaciones que Conforman el Sistema de Transmisión Troncal (STT) 1.3 Aplicación de la Metodología al SING y al SIC y análisis de resultados	En las observaciones al primer informe del ETT señalamos que calificar líneas como parte del STT basándose casi exclusivamente en la definición de umbrales mínimos en las variaciones, tanto en el sentido como en la magnitud del flujo por una línea, no era suficiente, puesto que se hacia necesario complementar este criterio con un análisis económico que permitiese confirmar la robustez del umbral escogido y con ello, de ser necesario, reconsiderar el nivel de los umbrales. Nuestra observación se basada en que la ley es clara en señalar que la magnitud y sentido del flujo por una línea candidata a pertenecer al STT no puede ser explicada por la sola inyección de una central, o por el consumo de un número reducido de clientes. Según, se nos indicó en las respuestas a la observaciones de las empresas (informe del 5 de mayo), el Consultor acogió en parte nuestras observaciones y modificó su procedimiento solicitando un cumplimiento simultáneo en las exigencias impuestas a las variaciones en el sentido y en la magnitud del flujo, y aumentando el umbral de la variación del sentido del flujo desde un 5 a un 10% de este modo el informe final, parte II 1.1.2.2 señala: <i>“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:</i> • <i>que la energía transferida en el sentido en que</i>	Por el concepto definido anteriormente, solicitamos que el Consultor redefina sólo para el SING los criterios para determinar si una línea es parte o no del STT, con especial atención a la restricción que impone la condición d) del artículo 74 del DFL N°4, y que modifique lo planteado en el Análisis de la condición a) del punto 1.1.2.2 de su informe, por lo siguiente: “En base a los conceptos anteriores, el Consultor ha considerado razonable declarar que en el SING se cumple con la condición de variabilidad relevante en magnitud y sentido del flujo cuando en el período de un año, se cumplen las tres condiciones siguientes a la vez: - Que el tiempo en que se produce reversión respecto de la dirección principal del flujo sea al menos 40% del tiempo total.	Como se sabe, el Art 74 de la Ley establece criterios cualitativos para definir las instalaciones troncales de transmisión, y no se ha publicado el Reglamento para su aplicación. Ello condujo a que el Consultor tuviera que analizar cada uno de los atributos que el Art 74 establece para las instalaciones troncales y propusiera valores numéricos para determinados umbrales para su aplicación objetiva y uniforme en los dos sistemas interconectados chilenos. Estos valores fueron ajustados después de la emisión del Informe correspondiente, tomando en consideración las observaciones recibidas, y entendemos han sido aceptados por el Comité. Los umbrales están establecidos en términos de porcentajes, por lo cual variarlos según se trate del SIC o del SING sería arbitrario.

			<p><i>se transfiere menor energía sea al menos 10 % de la energía transferida en el sentido opuesto.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• 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.”</i> <p>Es importante precisar que la modesta modificación realizada por el Consultor eliminó varias líneas cuya incorporación al troncal no tenía mayor justificación, ya que las variaciones en el sentido y en la magnitud del flujo era determinado principalmente por el despacho de una central o por retiros para un cliente (situación más evidente en el SING), lo que confirmaba nuestro punto que el método del umbral debe ser usado con sumo cuidado. Sin embargo, el Consultor en su Informe final ha persistido en mantener el criterio de aplicar en forma inflexible un umbral que no da cuenta de la naturaleza del uso de la línea. Como consecuencia de ello, la línea Encuentro-Atacama 220 kV fue incorporada en el STT del SING y lo que es más erróneo aún, fue incluida en el AIC del SING, desconociendo el hecho de que los flujos en las líneas que van desde Crucero hacia el sur, son principalmente de responsabilidad de los consumos al sur de Crucero, ver esquema del anexo y cuya variación, en magnitud y sentido, se explica en gran medida por el nivel de la inyección de la central Gas Atacama. El gráfico en el Anexo muestra claramente este punto, ya que según sea el nivel de la inyección de la central Gas Atacama, será la magnitud y sentido del flujo por la línea Encuentro-Atacama.</p> <p>Consideramos que una forma de corregir este error es no incluir esta línea en el STT, lo que se logra al considerar umbrales superiores al</p>	<p>- Que la energía transferida en el sentido en que se transfiere menor energía sea al menos 40% de la energía transferida en el sentido opuesto.”</p> <p>- Que la potencia (con probabilidad de excedencia superior al 10%) transferida en el sentido en que se transfiere menor potencia, sea al menos 40% de la transferida en el sentido opuesto.</p>	
--	--	--	--	--	--

				10% en las variaciones de magnitud y sentido del flujo.		
53	GENER	ETT 2010 Informe Final Parte II Determinación del Valor Anual de Transmisión por Tramo	Parte A: Instalaciones Troncales y Área de Influencia Común 2 Área de Influencia Común (AIC) 2.2 Procedimiento y 2.4 Aplicación del Procedimiento para el SING	<p>En caso de no ser acogida la observación anterior y se insista en que la línea Encuentro-Atacama 220 kV forme parte del STT, consideramos que es aún más erróneo que esta línea se considere como parte del AIC del SING, como se señala en el numeral 2.4 del Informe final. Como antecedente deseamos citar al mismo Consultor quien en el punto 2.2. inciso segundo (página 94) expresa:</p> <p><i>“El Consultor considera que no se deben incorporar los tramos radiales dentro del AIC ni su VI en el cálculo, pues interpreta que la ley define el AIC sólo para efectos de tarificación de una zona del sistema troncal, la cual está formada por un gran número de consumidores y generadores, y en ella no resulta posible identificar claramente los efectos de un aumento de generación o consumos en los flujos de esos tramos. Esto no es así en los tramos radiales del sistema troncal, donde se puede identificar que el sentido de los flujos son el resultado de la inyección y retiros de un conjunto determinado de usuarios de ese subsistema, y por tanto resulta conveniente aplicar el mecanismo de pagos de peajes correspondientes a tramos troncales fuera del área de influencia común.”</i></p> <p>Según lo señalado en la observación anterior, este es precisamente el caso de la línea Encuentro- Atacama 220 kV, ya que de los mismos cálculos del Consultor se desprende que la magnitud y el sentido del flujo por las líneas que van desde Crucero hacia el sur, son explicados principalmente por los retiros de los consumos al sur de esta barra, y cuya variación,</p>	Por el concepto definido anteriormente, solicitamos al Consultor no incorporar la línea Encuentro-Atacama 200 kV en el AIC del SING.	Efectivamente el Consultor analizó para el SIC dos criterios para definir el AIC en el caso de existir tramos troncales radiales en relación con “un sistema troncal longitudinal”, en uno de ellos las centrales y consumos conectados en el tramo radial se reportaban al nudo troncal del resto del sistema, a los efectos de determinar el AIC. El Comité no se ha pronunciado en relación a cual criterio primará en definitiva.

				en magnitud y sentido, se debe principalmente a los diferentes niveles de inyección de la central Gas Atacama (condición d). Ver diagrama y gráfica del Anexo.		
54	GENER	ETT 2010 Informe Final Parte III Planes de Expansión del Sistema Troncal del SIC y del SING	6 Obras del Plan de Expansión Recomendado 6.3 Obras a Ejecutar o Iniciar en el Cuatrienio 2011 – 2014 y su Clasificación Cuadro Obras Recomendadas para Iniciar su Construcción en el Cuadrienio 2011 – 2014	Se señala que la obra nueva 2 x 500 KV Polpaico- Alto Jahuel está condicionada a una serie de factores que afectan los flujos entre Polpaico y Alto Jahuel o Lo Aguirre y Alto Jahuel. Estos factores son la demanda al norte de Nogales, la ejecución de proyectos de generación al norte de Nogales (Castilla u otros) o al sur de Alto Jahuel (Maqueo y Neltume, u otros). Se debe esperar por una definición de estos factores para tomar una decisión. A pesar de ello se indica que la construcción de esta obra debe comenzar en julio de 2011, fecha en la cual difícilmente podrán estar resueltas las circunstancias señaladas.	Posponer el inicio de construcción de esta línea hasta una fecha razonable en que estas condiciones puedan estar definidas.	Ver respuesta a la observación N° 35
55	GENER	ETT 2010 Informe Final Parte III Planes de Expansión del Sistema Troncal del SIC y del SING Segunda Parte Planes de Expansión del SING	6 Obras del Plan de Expansión Recomendado 6.3 Obras a Ejecutar o Iniciar en el Cuatrienio 2011 – 2014 y su Clasificación Según los Escenarios Estudiados	Se recomienda la construcción de un doble circuito 2 x 220 kV Crucero - Lagunas. Sin embargo, anteriormente se menciona que con este se completaría un total de tres circuitos (dado el doble circuito existente), de donde se deduce que sólo se trata de un circuito simple	Se pide rectificar la recomendación a un circuito simple 1 x 220 kV para entrar en operación el año 2017 entre Crucero y Laguna.	La recomendación mencionada contempla la construcción de una línea de doble circuito, con uno tendido.
56	GUACOL	Informe	Obras	Dentro de las preguntas y respuestas al informe	El Consultor debe aclarar.	Las horas estimadas para los trabajos son 900,

	DA	Final	Recomendadas. Refuerzo línea Maitencillo - Cardones	3 del Consultor, ante la Consulta del CDEC- SIC y de Guacolda respecto de las indisponibilidades generadas por el refuerzo de la línea Maitencillo – Cardones existe una diferencia en las respuestas dadas por el Consultor. En efecto, a la consulta del CDEC el Consultor responde indisponibilidades de 12 semanas y a Guacolda responde 16 semanas. Por su parte, en el informe final el Consultor menciona indisponibilidades de 22 semanas.		equivalente a 45 fines de semana trabajando 20 horas cada uno.
57	GUACOL DA	Informe Final	Obras Recomendadas	Como solución de corto plazo para incrementar las transferencias entre Maitencillo y Cardones 220 kV, el Consultor plantea la instalación de un CER en la subestación Cardones y el refuerzo de la línea de Transelec. Para la definición del proyecto de refuerzo, el Consultor no se hace cargo de las medidas operacionales para mitigar los mayores costos resultantes de la indisponibilidad de la línea. Para efectos de lo anterior, como medidas operacionales durante los trabajos el Consultor debe considerar el uso de EDAC por contingencias específicas, debiendo definir los niveles de desprendimiento de carga necesarios.	El Consultor debe considerar un EDAC durante los trabajos, definir los niveles de desprendimiento de carga necesarios y señalarlo como parte de las condiciones y especificaciones técnicas de la obra de refuerzo de la línea Maitencillo – Cardones de Transelec. Para estos efectos, se pueden considerar modificaciones al EDAC actualmente en servicio en la subestación Cardones.	De acuerdo al Artículo 5-5 de la NT, el Consultor no puede considerar la aplicación de EDAC por contingencias específicas, ya que esta es una medida que compete al ámbito de la operación. Por lo tanto, en la modelación del refuerzo del circuito Maitencillo-Cardones, el Consultor mantuvo este tramo fuera de servicio durante el mes de diciembre de 2013, lo que equivale a 744 horas, y se usó el límite n-1 operando con 2 circuitos (290MW), de manera que no se considera el uso de EDAC. Al considerar mantener el tramo fuera de servicio por dos meses (1464 horas) también resulta económico realizar el refuerzo indicado. Las horas estimadas para los trabajos son 900, equivalente a 45 fines de semana trabajando 20 horas cada uno.
58	LA HIGUERA	INFORME FINAL PARTE I	1SISTEMAS TRONCALES SIC Y SING 1.1.1 Sistema Interconectado Central Página 4	En relación a este punto, se aprecia que el tramo Tinguiririca 154 – Punta de Cortés 154 no forma parte del sistema troncal definido por el Consultor para el Sistema Interconectado Central (SIC). Se reitera entonces las observaciones efectuadas en su oportunidad respecto a que dicho tramo debe ser considerado en el presente ETT como un tramo	Por lo anterior, se solicita incorporar los tramos entre Itahue y Alto Jahuel 154 como pertenecientes al sistema troncal del SIC y proceder a la aplicación de las metodologías empleadas	Según lo establece la Ley, el cumplimiento de las condiciones que señalan las letras a) a e) del Artículo 74 debe verificarse para cada uno de los tramos del sistema de transmisión troncal. Los tramos señalados por La Higuera operan actualmente en 154 kV, pues sus paños terminales, con excepción del extremo Tinguiririca, corresponden a esa tensión.

				<p>troncal, habida consideración que:</p> <ul style="list-style-type: none"> El Decreto N 282/2007 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción definió este tramo como obra de ampliación troncal, así como la modificación de otros tramos troncales comprendidos entre Alto Jahuel – Itahue 154, a efectos que fueran energizados en 220 kV. <p>Se hace notar que de haber considerado el Consultor este tramo como perteneciente al sistema troncal del SIC, y en consistencia con las metodologías definidas en su Informe, este tramo habría formado parte del área de influencia común del SIC, tal como ocurrió con el tramo Ancoa – Itahue 220 kV. Reiteramos que la obligación del Consultor respecto del análisis de las instalaciones de un sistema interconectado debe ser consistente con el actuar de la Autoridad en tal sentido, que desde el año 2004 definió las instalaciones en comento como pertenecientes al sistema de troncal del SIC.</p>	<p>por el Consultor para establecer su pertenencia al Área de Influencia Común del SIC.</p>	
59	MANTOS DE ORO	Informe Final	Provisión de demanda del SIC.	<p>Incluir en la provisión de demanda del SIC, los siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> Mantos de Oro 23MW hasta 2015 Lobo Marte 25 MW (2014 inicio) 	<p>En la provisión de demanda del SIC, incluir el proyecto que se indica.</p>	<p>A esta altura del estudio no es posible agregar estos consumos, sin embargo, el Consultor estima que no cambiarán las soluciones de los escenarios analizados y la recomendación final.</p>
60	MARICUNGA	Informe Final	Provisión de demanda del SIC.	<p>Incluir en la provisión de demanda del SIC, los siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> CMM Expansión 14 MW (2013 inicio) Maricunga 4 MW -Junio 2011 inicio 	<p>En la provisión de demanda del SIC, incluir los proyectos que se indican.</p>	<p>A esta altura del estudio no es posible agregar estos consumos, sin embargo, el Consultor estima que no cambiarán las soluciones de los escenarios analizados y la recomendación final.</p>
	TRANSEL EC		1.Observaciones Parte I: Resumen Resultados del			

			Estudio			
61	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte I	1. Sistemas Troncales SIC y SING 1.3 Fórmulas de Indexación de las Instalaciones Troncales del SIC y SING Página 16	Los Valores Bases de las variables que componen las fórmulas de indexación del AVI y el COMA, (IPC_0 , DOL_0 , PAI_0 , PCu_0 , y CPI_0) deben tener el mismo desfase de tiempo respecto a diciembre de 2009 considerado en la descripción de cada variable. $IPC_0 = 100,29$ (valor octubre 2009 para Base Anual 2009 = 100) $DOL_0 = 545,83$ \$/Dólar (Octubre 2009) $PAI_0 = 85,37$ US\$/Lb (promedio agosto, septiembre, octubre 2009) $PCu_0 = 2,8198$ US\$/Lb (promedio agosto, septiembre, octubre 2009) $PFe_0 = 171,1$ (valor a junio 2009) $CPI_0 = 216,177$ (valor a octubre 2009) Para determinar los valores del mes k se utilizan índices de meses desfasados respecto de dicho mes k. Para determinar los Valores Bases los índices a emplear deben corresponder a los meses con igual desfase respecto de diciembre 2009, sólo así se cumple que el factor de indexación calculado para diciembre 2009 resulte igual a 1	Se solicita al Consultor corregir los valore bases aplicables a las fórmulas de indexación, según lo indicado en la observación.	Ver respuesta a observación N° 29.
	TRANSEL EC		2.Observaciones Parte II: Valorización del VI			
62	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	1 Determinación de las instalaciones que conforman el Sistema de Transmisión Troncal 1.3.2.13 Líneas Charrúa – Cautín 2x220 kV,	En el estudio se indica que <i>“dada la pequeña longitud del tramo Temuco – Cautín no ha sido representado en el modelo SDDP y la subestación Temuco se ha conectado en Cautín. Los flujos por este tramo se obtuvieron por diferencia entre el flujo Charrúa - Temuco y el flujo Temuco 220/66 kV.”</i> Que el Consultor haya procedido de esta manera refleja la real característica de este corto tramo, que eléctricamente podría considerarse una	Se solicita al Consultor revisar el criterio bajo el cual ha descartado como instalación troncal al tramo Temuco-Cautín, teniendo en consideración el rango de validez de aplicación del modelo empleado para determinar si una instalación es	La solicitud no es acogida. La ley dispone que el consultor aplique las disposiciones para identificar los tramos troncales, estableciendo las condiciones que deben cumplirse para ello. Entre estas condiciones no figuran las razones que han llevado a que exista una determinada configuración de tramos y sus características.

		<p>Charrúa - Temuco 1x220 kV y Temuco – Cautín 2x220 kV</p> <p>Página 78</p>	<p>prolongación de la barra de 220 kV de la subestación Temuco.</p> <p>En efecto, es sabido que la subestación Cautín (denominada Nueva Temuco en el decreto 232/2004 del Ministerio de Economía) surge porque, entre otras necesidades, se requería conectar los dos circuitos de la nueva línea troncal Charrúa – Temuco 2x220 kV. Debido a la imposibilidad de ampliar la barra de la S/E Temuco para conectar dicha línea y otras instalaciones requeridas por el sistema troncal, la autoridad determinó que la solución más eficiente era construir una subestación seccionadora lo más próxima a la S/E Temuco, con las siguientes características técnicas:</p> <p><i>“Subestación Nueva Temuco: Doble barra de 220 kV, cuatro paños 220 kV de línea, un paño seccionador de barra, y un paño de transferencia. Barra de 220 kV con tres posiciones adicionales para permitir la conexión de paños de la nueva línea de doble circuito 220 kV Charrúa – Nueva Temuco y para el paño de la nueva línea simple circuito 220 kV Nueva Temuco Valdivia</i></p> <p><i>Dos reactores 220 kV de 15 MVAR, más los respectivos paños en 220 kV, que permitan su conexión a las líneas 220 kv Nueva Temuco – Ciruelos y Nueva Temuco – Puerto Montt”</i></p> <p>Teniendo presente lo indicado, no se puede desconocer la plena característica de instalación troncal de las instalaciones que conectan la barra de 220 kV de la S/E Temuco con la barra de la S/E Cautín, por lo que no corresponde descartarlas como instalaciones troncales sólo teniendo en consideración la aplicación de un modelo general desarrollado por el Consultor a</p>	troncal o no.	
--	--	--	---	---------------	--

				un particularísimo tramo como lo es el tramo Temuco – Cautín.		
63	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	2.2.2 Metodología para la determinación del inventario Página 124 Carpeta Compo2 VI, Archivo Planilla Microondas	<p>Dentro de las instalaciones comunes de las subestaciones se incluyó el sistema de telecomunicaciones Microondas, considerando un costo promedio de una radio estación, considerando el inventario de este tipo de equipos en 12 subestaciones.</p> <p>Se extrapola dicho valor unitario a un total de 32 radio estaciones que las denomina “no troncales” y aplica un VI asignable al servicio troncal igual al 57% del VI correspondiente a las 32 radioestaciones.</p> <p>Respecto del cálculo efectuado por el Consultor se tienen las siguientes observaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La red de microondas del SIC cuenta con un total de 53 radioestaciones. El Anexo N° 01 contiene una planilla con un esquema de la red de microondas, donde se identifican cada una de las 53 radioestaciones existentes. <p>Esta red sirve a tanto a instalaciones troncales, subtransmisión y adicionales.</p> <p>En la citada planilla se identifican también todos los enlaces de la red de microonda y cuáles de ellos prestan servicios a los tramos de Transmisión Troncal del SIC. Se desprende que para el sistema de comunicaciones del sistema troncal se requiere contar con 40 radioestaciones de las 53 existentes.</p> <p>Se solicita revisar el cálculo de la anualidad de inversión en telecomunicaciones considerando una red de 40 radioestaciones estrictamente necesarias para e sistema</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se solicita revisar la metodología de cálculo del AVI del sistema de microondas necesario para el sistema troncal, considerando que el número de radioestaciones requerido asciende a 40 de las 53 instaladas • Se solicita considerar los costos correspondientes a los repetidores pasivos empleados en la red de microonda del sistema troncal • Se solicita revisar el recargo de 8,15% del costo de suministro para determinar los costos de instalación e inspección del proyecto. 	<p>Se acoge lo solicitado en orden a modificar el número de radioestaciones activas y pasivas. Se rechaza el asignarlas 100% al sistema troncal.</p> <p>En relación al costo de instalación, el valor 8,15% corresponde a la instalación de radioestaciones ubicadas en subestaciones del sistema eléctrico. Considerando que hay radioestaciones que no están ubicadas en las SS/EE, sino que en lugares alejados, se aplicará para estas un costo de instalación equivalente al 35% del costo de los equipos.</p>

				<p>troncal, no correspondiendo aplicarle prorrata alguna.</p> <ul style="list-style-type: none"> No se consideran los repetidores pasivos los cuales se componen de 1 torre y dos antenas de MMOO o bien de 1 espejo de MMOO: RP Chape RP Parrón Espejo Soto Espejo Carmen Santa Rita En el ítem costos de instalación se considera un porcentaje de 8.15 % del suministro. En realidad el costo de instalación y puesta en servicio es aproximadamente un 30% del suministro a lo cual hay que sumarle los costos por la inspección del proyecto, aproximadamente un 15% del suministro. 		
64	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3.1.3.4 Otros Costos y Gastos Asociados a la Habilitación de las Instalaciones Seguros de Obras Página 126	<p>Entre los costos asociados a la habilitación de las instalaciones se considera un seguro de obras cuyo costo se estimó igual al 1,2 % del Costo Directo (sólo mano de obra, equipos de construcción y materiales de construcción).</p> <p>Se solicita revisar la tasa aplicable al seguro de obras ya que en el mercado tiene un costo real de 3,85 %. En Anexo N° 02 “Seguro de Obras” se incluye una copia póliza del proyecto PSA 8006. Costo obtenido bajo condiciones de competencia en el mercado asegurador.</p>	Se solicita corregir de 1,2% a 3,85 % la tasa para calcular el costo de seguro de obras.	La cifra usada por el Consultor en el Informe Final Preliminar está respaldada por la información de costos de construcción, montajes y otros aportada por la firma contratista Inprolec.
65	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión	<p>Se solicitó al Consultor incorporar en el inventario de las instalaciones troncales el banco de condensadores de 55 MVar conectado a la barra de 154 kV de subestación Charrúa y su paño correspondiente.</p> <p>En su respuesta el Consultor señaló:</p>	Se solicita al Consultor que a la luz de los mayores antecedentes que se proporcionan en Anexo N° 03, incorpore en el inventario de las instalaciones troncales el	El Consultor ha analizado los antecedentes adicionales proporcionados por Transelec y los ha comparado con estudios que ha realizado sobre la utilización del banco de CCEE de 55 MVar conectado a la barra de 154 kV de la Subestación Charrúa. El resultado detallado se muestra en el Anexo

			<p>Páginas 133 - 178</p> <p><i>“Los estudios realizados por el Consultor muestran que los flujos de potencia reactiva, medidos en el lado de 220 kV del transformador de 220/154 kV, son normalmente hacia 154 kV. Probablemente los flujos indicados en el gráfico presentado por Transelec corresponden a la medida en 154 kV y dada la coincidencia de los flujos máximos de potencia activa y reactiva, se puede concluir que los flujos de potencia reactiva hacia 220 kV se requieren para compensar las pérdidas I2X del transformador. Si se hubiera requerido un mayor aporte de potencia reactiva a la barra de 220 kV, evidentemente no se habrían instalado condensadores en la barra de 154 kV.”</i></p> <p>Al respecto, en Anexo N° 03 nos permitimos aportar a consideración del Consultor mayores antecedentes que demuestran que el citado banco de condensadores realiza sus aportes de reactivos a la barra de 220 kV de S/E Charrúa, satisfaciendo requerimientos de potencia reactiva de las instalaciones troncales.</p>	<p>banco de condensadores de 55 MVar conectado a la barra de 154 kV de subestación Charrúa y su paño de conexión correspondiente.</p>	<p>1. Los resultados se resumen en los cuadros siguientes:</p> <p>Balance de potencia reactiva en la barra de 220 kV de la Subestación Charrúa: Requerimientos y disponibilidades de las instalaciones troncales</p> <table border="1" data-bbox="1495 402 1999 685"> <thead> <tr> <th>Instalación troncal</th> <th>Requerimiento MVar</th> <th>Disponibilidad MVar</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sistema de 500 kV</td> <td>84,0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>De líneas troncales y CCEE 220 kV</td> <td></td> <td>190,9</td> </tr> <tr> <td>Excedentes de instalaciones troncales</td> <td></td> <td>106,9</td> </tr> </tbody> </table> <p>Requerimientos y disponibilidades de las instalaciones adicionales y de subtransmisión</p> <table border="1" data-bbox="1495 776 1999 1172"> <thead> <tr> <th>Instalaciones</th> <th>Requerimiento MVar</th> <th>Disponibilidad MVar</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Líneas de 220 kV</td> <td>167,2</td> <td></td> </tr> <tr> <td>De líneas no troncales</td> <td></td> <td>44,1</td> </tr> <tr> <td>Aporte de excedentes de instalaciones troncales</td> <td></td> <td>106,9</td> </tr> <tr> <td>Aporte neto desde autotrafo 220/154 kV</td> <td></td> <td>16,1</td> </tr> </tbody> </table> <p>De los balances realizados se concluye que el Sistema Troncal tiene superávit en soporte de potencia reactiva, el que se utiliza para suplir el déficit que se produce en los sistemas de transmisión adicionales y de subtransmisión, junto con los CCEE instalados en la barra de 154 kV de Charrúa y en el terciario del</p>	Instalación troncal	Requerimiento MVar	Disponibilidad MVar	Sistema de 500 kV	84,0		De líneas troncales y CCEE 220 kV		190,9	Excedentes de instalaciones troncales		106,9	Instalaciones	Requerimiento MVar	Disponibilidad MVar	Líneas de 220 kV	167,2		De líneas no troncales		44,1	Aporte de excedentes de instalaciones troncales		106,9	Aporte neto desde autotrafo 220/154 kV		16,1
Instalación troncal	Requerimiento MVar	Disponibilidad MVar																														
Sistema de 500 kV	84,0																															
De líneas troncales y CCEE 220 kV		190,9																														
Excedentes de instalaciones troncales		106,9																														
Instalaciones	Requerimiento MVar	Disponibilidad MVar																														
Líneas de 220 kV	167,2																															
De líneas no troncales		44,1																														
Aporte de excedentes de instalaciones troncales		106,9																														
Aporte neto desde autotrafo 220/154 kV		16,1																														

						<p>autotransformador de 220/154 kV.</p> <p>El cumplimiento de las exigencias sobre esta materia establecidas en los Art.3-23 y 3-24 de la NT será exigible a mediados de 2012, oportunidad en que los CCEE de 154 kV deberán ser financiados por los propietarios de las instalaciones de subtransmisión y adicionales deficitarios.</p> <p>En conclusión, el Consultor considera que no corresponde incorporar en el inventario de las instalaciones troncales el banco de condensadores de 55 MVar conectado a la barra de 154 kV de subestación Charrúa y su paño de conexión correspondiente.</p>
66	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	<p>Parte B1: Determinación del VI</p> <p>3.1.2.5 Análisis de respuestas recibidas y determinación de precios representativos del mercado</p> <p>3.1.2.6.4 Comunicaciones</p> <p>Telefonía</p> <p>Página 146</p>	<p>Se solicitó al Consultor revisar el valor de US\$ 9.000 considerado en el estudio para una planta telefónica PBX para 64 abonados ya que Transelec tenía referencia de una reciente licitación realizada para adquirir una planta telefónica para sus oficinas en Hendaya N° 60, piso 11, donde las ofertas recibidas tenían un valor cercano a 10 veces al monto incluido en el estudio.</p> <p>En su respuesta el Consultor señaló que los antecedentes aportados era sólo una oferta, que responde a condiciones que no conocían y que no necesariamente representa condiciones de mercado ni las características técnicas de las centrales reales existentes en el STT.</p> <p>Para efectos de complementar la información enviada, se adjunta Anexo N° 04 con los resultados de una licitación competitiva por una central cuyas características técnicas se detallan en las ofertas.</p>	<p>Se solicita al Consultor tener en consideración los nuevos antecedentes que se aportan para revisar el valor asignado a una central telefónica que se encuentra excesivamente subvalorada.</p>	<p>El equipo cotizado por el Consultor corresponde a una central telefónica con la funcionalidad que tienen aquellas que hay en las SS/EE.</p> <p>Se revisaron los precios de estos equipos y se confirmó que los mismos responden a precios de mercado internacional en ambiente competitivo.</p>
67	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar	Parte B1: Determinación del VI	<p>Se solicitó al Consultor revisar el precio de Materiales para estructura reticular de acero galvanizado porque se detecto una fuerte</p>	<p>Se solicita revisar el precio de Materiales para estructura reticular de</p>	<p>Se revisaron los precios de las estructuras reticulares de acero galvanizado considerados en el estudio y se confirmó que los mismos</p>

		Parte II	<p>3.1.2.5 Análisis de respuestas recibidas y determinación de precios representativos del mercado</p> <p>3.1.2.6.5 Líneas Estructuras</p> <p>Página 150</p>	<p>diferencia con los precios de compras de este material recientemente realizados por Transelec.</p> <p>El Consultor en su respuesta señaló que la provisión de acero estructural por parte de proveedores nacionales es limitada, de manera que sus precios no resultan en absoluto representativos para el suministro de estructuras para líneas de transmisión.</p> <p>Dada lo relevante del precio de este material en la valorización de las líneas nos permitimos adjuntar nuevos antecedentes de compras realizadas por Transelec, donde se aprecia que para distintos casos ya sea compras nacionales o importadas y distintas cantidades, los precios de mercados resultan significativamente mayores a los valores cotizados.</p> <p>Cabe hacer presente que las compras realizadas por Transelec Las órdenes de compra aportadas por TRANSELEC si provienen de condiciones de competencia de mercado ya que según la política de compra de la compañía, las compras por valores inferiores a USD 50.000 deben realizarse vía cotización, y sobre USD 50.000 debe efectuarse vía licitación. En ambos casos se establece la participación de al menos tres empresas calificadas técnicamente.</p> <p>Se adjunta un análisis comparativo de los precios resultantes de órdenes de compra recientes para este material y copia de dichas órdenes.</p>	<p>acero galvanizado, teniendo en consideración los precios en las órdenes de compra que se incluyen en Anexo N° 05 “Órdenes de Compra Acero Galvanizado”</p>	<p>responden a precios de mercado internacional en ambiente competitivo.</p>
68	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar	Parte B1: Determinación del VI	<p>Los servicios de Inspección Técnica de Obra (ITO) corresponden al costo de inspección de la obra durante el plazo de construcción de la misma. En el caso de</p>	<p>Se solicita corregir el valor considerado para la Inspección Técnica de Obra.</p>	<p>El porcentaje utilizado para calcular los servicios de inspección técnica de obra se corresponde con los datos recabados en el ámbito de empresas del rubro.</p>

		Parte II	<p>3.1.3.4 Otros costos y gastos asociados a la habilitación de las instalaciones</p> <p>Página 156</p>	<p>las obras de transmisión troncal, el costo real de la Inspección Técnica de Obra representa estadísticamente entre un 3,5% a un 5% del monto total de la obra, muy por sobre lo considerado en el estudio.</p> <p>De acuerdo a los costos informados por Transelec correspondientes a las actividades de ITO, en respuesta a la carta CNE G N° 1031 de Junio de 2010, solicitamos corregir la información referencial entregada por la empresa contratista INPROLEC, quien no incurre en los costos asociados a las actividades que se desean medir.</p> <p>Adjuntamos en el Anexo N° 06, una minuta que describe el alcance de las ITO, con una descripción de cargos y requisitos, y una descripción detallada de tres de las ITO más relevantes informadas en la carta señalada en el párrafo anterior.</p> <p>El Consultor respondió que el costo de las ITO considerado responde a su experiencia observada en numerosos proyectos, y que dicho valor es muy variable entre propietarios. Sin embargo, como se demuestra en el anexo señalado, los costos de Transelec son los mínimos para las especialidades y dotaciones requeridas para dichas actividades.</p>	<p>Los valores considerados en el estudio no representan los costos de los ítems mencionados y no reflejan la realidad del mercado.</p> <p>Se complementa con el Anexo N° 06 donde se adjuntan cotizaciones detalladas por categorías de personal de empresa de Inspección Técnica de Obra para la obra “Línea Ancoa - Polpaico 1x500kV” y para la construcción de la “Subestación seccionadora Nogales 220kV”.</p>	<p>Es por cierto posible aumentar o reducir los gastos en que se incurra por ese concepto, asignando más o menos recursos, tercerizando el servicio, etc., pero el porcentaje utilizado permite asegurar, a juicio del Consultor, una adecuada calidad de inspección.</p>
69	TRANSEL EC	<p>Informe Final Preliminar</p> <p>Parte II</p>	<p>Parte B1: Determinación del VI</p> <p>3.1.3.4 Otros costos y gastos asociados a la habilitación de</p>	<p>También son parte de los costos de las obras de transmisión, las tareas desarrolladas por el personal de la empresa transmisora para la gestión de construcción de los proyectos de transmisión troncal. Estos costos están reconocidos en el estudio pero muy subvalorados.</p>	<p>Se solicita revisar el valor asignado a la gestión del transmisor para la ejecución de proyectos, teniendo en consideración el análisis desarrollado en el documento</p>	<p>El Consultor revisará este concepto de costos, habida consideración de que el ítem Ingeniería Básica de S/E y Líneas incluye la preparación de los proyectos y la elaboración de pliegos de licitación por parte del propietario del proyecto.</p> <p>Por otra parte, la ITO que también constituye gestión del proyecto por la empresa</p>

			<p>las instalaciones</p> <p>Página 156</p>	<p>De acuerdo a los costos informados por Transelec correspondientes a los costos de Transelec, en respuesta a la carta CNE G N° 1031 de Junio de 2010, solicitamos corregir la información referencial entregada por la empresa contratista INPROLEC, quien no incurre en los costos asociados a las actividades que se desean medir.</p> <p>El Anexo N° 07, denominado “Costos de gestión de ejecución de proyectos.pdf”, se adjunta un ejemplo que muestra la ocupación real en horas mes para diferentes categorías profesionales de la CTT asignadas a un proyecto de 30 meses.</p> <p>El Consultor señaló que revisaría el tema. Sin embargo, no se realizó ningún cambio en su modelo de costeo.</p>	<p>adjunto.</p>	<p>transmisora, también está computado entre los costos de los proyectos.</p>
70	TRANSEL EC	<p>Informe Final Preliminar</p> <p>Parte II</p>	<p>Parte B1: Determinación del VI</p> <p>3. Valorización de Instalaciones de Transmisión</p> <p>3.2 Valorización de Instalaciones</p> <p>3.2.2 Líneas de Transmisión</p> <p>3.2.2.4 Costos Financieros</p> <p>Página 160</p>	<p>En las observaciones al informe N° 2 preliminar Transelec solicitó incorporar, en el cálculo de los costos financieros de las líneas, los intereses intercalarios correspondientes a los pagos para establecer las servidumbres.</p> <p>En su respuesta el Consultor señaló: <i>“De acuerdo con las disposiciones legales (Artículo 3° transitorio Ley Corta I), el valor de servidumbres a considerar corresponde a aquel incorporado en las valorizaciones realizadas por las Direcciones de Peajes.”</i></p> <p><i>El Consultor interpreta que dichos valores ya tienen implícitos los costos financieros que corresponden, así como otros costos de tramitación, etc., y que estos costos están referidos a la fecha de puesta en servicio de la obra.”</i></p> <p>En estricto rigor las disposiciones legales</p>	<p>Se solicita al Consultor que a la luz de los antecedentes expuestos revise su interpretación respecto de los valores de servidumbre informados por el CDEC e incorpore en el cálculo de los intereses intercalarios de las líneas, los correspondientes a “los valores efectivamente pagados para el establecimiento de las servidumbres”.</p>	<p>El Consultor entiende que la valorización de las servidumbres realizada se ajusta a la legalidad vigente; en efecto: el Artículo 16 transitorio de la Ley Eléctrica establece: “Para esta primera determinación de los V.I. y las siguientes, se considerará como valor efectivamente pagado para el establecimiento de las servidumbres de las instalaciones existentes al 13 de marzo de 2004, el valor que por este concepto se encuentre incorporado en la valorización de las instalaciones empleada por la Dirección de Peajes del respectivo CDEC en sus informes vigentes al 6 de mayo de 2002”.</p> <p>En su oportunidad el Consultor solicitó a la Dirección de Peajes los valores señalados en la ley, los cuales han sido indexados por IPC según establece la misma ley en su artículo 82 para adicionarlos al VI de las instalaciones.</p>

			<p>(artículo 3° transitorio Ley Corta I) establece que: “.....se considerará como <u>valor efectivamente pagado</u> para el establecimiento de las servidumbres de las instalaciones existentes al 13 de marzo de 2004 el valor que por este concepto se encuentre incorporado en la valorización de las instalaciones empleada por la Dirección de Peajes del respectivo CDEC en sus informes vigentes al 6 de mayo de 2002”</p> <p>Lo mismo se establece en las Bases Técnicas</p> <p>Por otra parte, en el punto 3.2.2.4 del informe se indica:</p> <p>“Para el cálculo del costo financiero se supuso un plazo medio de ejecución de las líneas grandes de tres años, plazo normal según la experiencia internacional para la construcción de las líneas mayores y que incluye un período de un año previo a la iniciación de las obras en sí (al momento de efectivizarse el pago de la servidumbre), período durante el cual se desarrollan, como lo permite la figura de la concesión provisoria, los EIA, la ingeniería básica y la redacción de pliegos de licitación (cuatro meses), la contratación de la obra (dos meses) y la ejecución de la ingeniería de detalle y de su revisión (seis meses).”</p> <p>Es decir, en el estudio se considera que el valor efectivamente pagado para el establecimiento de la servidumbre es el informado por el CDEC, dando así cumplimiento con las disposiciones legales y las bases técnicas, y que dicho pago se verifica antes del inicio de las obras.</p> <p>Consecuentemente, corresponde considerar en</p>		
--	--	--	---	--	--

				el cálculo de los intereses intercalarios de las líneas, los intereses que se generan desde el momento que se hace efectivo el pago de la servidumbre (considerado al inicio de las obras y que el monto pagado es el determinado en la ley) hasta la puesta en servicio de la obra. Así fue considerado en el Estudio de Transmisión Troncal anterior.		
71	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5 Cálculo del VI 3.6 Cálculo del AVI Páginas 172 y 174	Las bases técnicas del estudio señalan: “Para aquellos tramos conformados por instalaciones pertenecientes a distintos propietarios, sean éstos equipos mayores o instalaciones comunes, se deberá especificar en forma separada el VATT de las instalaciones que componen el tramo” (ver Parte II, Título 2, numeral A.1 Valor de Componentes de Instalaciones). Sin embargo, el estudio no informa el VI de propiedad de Transelec correspondiente a las instalaciones comunes de patio y subestación de las subestaciones Charrúa y Cautín, ni la asignación de compensación de reactivos, correspondientes al tramo TSIC-47 Charrúa – Cautín.	Se solicita incorporar en las tablas, el VI y AVI, de propiedad de Transelec correspondientes a las instalaciones comunes de patio y subestación, de las subestaciones Charrúa y Cautín, y la asignación de compensación de reactivos, correspondientes al tramo TSIC-47 Charrúa – Cautín.	Se acoge lo solicitado.
72	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6 Cálculo del AVI Páginas 172 y 174	La ampliación denominada “Línea Maitencillo - Cardones 1x220 [kV]: Barra de transferencia en Cardones” corresponde a una obra realizada por Transelec. En la Planilla “Director de asignación.xlsx”, esta obra está asignada a CTNC.	Se solicita asignar la ampliación “Línea Maitencillo - Cardones 1x220 [kV]: Barra de transferencia en Cardones” a Transelec, corrigiendo la planilla “Director de asignación.xlsx”, y actualizando las tablas de VI y AVI correspondientes.	Se acoge lo solicitado, y se ha asignado las instalaciones de acuerdo a lo visto en terreno.
73	TRANSEL	Informe	Parte B1:	Los Paños J3 y J10 de la S/E Alto Jahuel son	Se solicita asignar	Se acoge lo solicitado.

	EC	Final Preliminar Parte II	Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6. Cálculo del AVI Páginas 172 y 174	de propiedad de Colbún. En la Planilla “Director de asignación.xlsx”, estos paños están asignados a Transelec.	Paños J3 y J10 de la S/E Alto Jahuel a Colbún, corrigiendo la planilla “Director de asignación.xlsx”, y actualizando las tablas de VI y AVI correspondientes.	
74	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6. Cálculo del AVI Páginas 172 y 174	La asignación de las instalaciones comunes de patio y subestación correspondientes a los paños troncales de las SS/EE Punta Colorada y Nogales están incorrectas. Considerando que dichas subestaciones tienen una configuración de paño y medio, se debe asignar 1,5 paños en cada extremo de cada tramo.	Se solicita cambiar el valor de 1 a 1,5 en las celdas Q10, R10, S10 y T10 de la hoja “Matriz B” del libro “S-5.Asignación A y B.xlsx”. Asimismo, se solicita cambiar el valor de 1 a 1,5 en las celdas X10, Y10, Z10 y AA10 de la hoja “Matriz B” del libro “S-8.Asignación A y B.xlsx”.	Se acoge lo solicitado.
75	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6. Cálculo del AVI	Considerando que la línea Nogales – Polpaico 2x220 kV no estará en servicio al 31 de diciembre de 2010, no debe ser considerada en los tramos troncales cuyo VI, AVI, COMA y VATT deba ser determinado en el Estudio de Transmisión Troncal. En particular, no debe ser considerada para efectos de las prorratas de uso de las instalaciones comunes de patio y subestación. En Anexo N° 08, se adjunta carta de	Se solicita: Cambiar el valor de 1 á 0 en las celdas CH10 y CI10 de la hoja “Matriz B” del libro “S-8.Asignación A y B.xlsx”. Cambiar el valor de 1 á 0 en las celdas CH10 y CI10 de la hoja “Matriz B” del libro	Se acoge lo solicitado.

			Páginas 172 y 174	Transelec al DOP del CDEC-SIC notificando dicha situación, carta que en su oportunidad fue enviada al Consultor.	“S-10.Asignación A y B.xlsx”. Eliminar los tramos TSIC-79 y TSIC-80 del informe.	
76	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6. Cálculo del AVI Páginas 172 y 174	El número de paños troncales y no troncales de algunas subestaciones considerados por el Consultor en la hoja “paños” del libro “Datos de SSEE.xlsx” no corresponde al número de paños existentes o que estarán en servicio al 31 de diciembre de 2010. Específicamente se deben corregir el número de paños en las subestaciones: Diego de Almagro, Maitencillo, Pan de Azúcar, Polpaico, Alto Jahuel, Ancoa, Charrúa, Temuco, Cautín y Las Palmas.	Se solicita actualizar la hoja “paños” del libro “Datos de SSEE.xlsx” de acuerdo a los siguientes cambios: Diego de Almagro 220 kV: No Troncales de 5 a 4. Maitencillo 220 kV: No Troncales de 7 a 4. Pan de Azúcar 220 kV: No Troncales de 4 a 2. Polpaico 220 kV: Troncales de 7 a 5, No Troncales de 7 a 5. Alto Jahuel 220 kV: No Troncales de 3 a 5. Ancoa: No Troncales de 3 a 2. Charrúa 220 kV: Troncales de 4 a 6, No Troncales de 14 a 13. Temuco 220 kV: Troncales de 3 a 1, No Troncales de 4 a 6. Cautín 220 kV: Troncales de 4 a 6, No Troncales de 0 a 2. Las Palmas 220 kV: No Troncales de 2 a 3.	Se aceptan todos los cambios sugeridos.
77	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar	Parte B1: Determinación del VI	El tramo TSIC-48 Temuco – Cautín contempla el VI de un circuito.	Se solicita incorporar el VI de ambos circuitos al tramo	Los dos tramos Cautín – Temuco no forman parte del sistema troncal, según los análisis realizados por el Consultor en la Parte A del

		Parte II	3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6. Cálculo del AVI Páginas 172 y 174		TSIC-48 Temuco – Cautín.	Informe Final Parte II. El Consultor informó erróneamente en la tabla X el VI de uno de estos tramos (Tramo 48). Acogiendo lo solicitado por el Comité en orden a proporcionar el VI de los tramos Cautín – Temuco de manera separada a la valorización de instalaciones troncales, en el Informe Final Definitivo se informará la valorización de estos tramos.
78	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6. Cálculo del AVI Páginas 172 y 174	Los pilares, extensiones y vigas, con sus respectivas fundaciones, no fueron valorizados en algunos paños de las subestaciones: Cardones, Los Vilos, Pan de Azúcar, Quillota, Polpaico, Alto Jahuel, Ancoa, Cautin, Cerro Navia, Charrúa, Hualpén, Itahue, Valdivia y Puerto Montt. Lo anterior, por cuanto no fueron reportadas por Transelec.	Se solicita incorporar una estimación correspondientes a los pilares, extensiones y vigas asociadas a los paños siguientes: S/E Cardones: J3, J4, J5 y J6 S/E Los Vilos: JS S/E Pan de Azúcar: JS S/E Quillota: JS S/E Polpaico: KS S/E Alto Jahuel: KS, JS, BCE 41, BCE 42, BCE 43, BCE 44, BCE 51, BCE 52, BCE 53, BCE 54, BT9, BT10, BT4, BT5. S/E Ancoa: KS y JS. S/E Cautín: J5 S/E Cerro Navia: JS S/E Charrúa: KS S/E Hualpén: BT S/E Itahue: JL1, JL2,	1) En los paños de línea de la S/E Cardones (J3, J4, J5 y J6) sus pilares, extensiones y vigas sí han sido debidamente considerados según la información suministrada. 2) Los paños de seccionamiento longitudinal de barras de 220 kV (S/E Los Vilos JS, S/E Pan de Azúcar JS, S/E Quillota JS, S/E Polpaico KS, S/E Alto Jahuel KS y JS, S/E Cerro Navia JS, S/E Charrúa KS, S/E Valdivia JS y S/E Puerto Montt JS) no tienen pilares, ya que están instalados entre marcos de barra, computados en comunes de patio. 3) Los paños de 66 kV de Alto Jahuel (BCE 41, BCE 42, BCE 43, BCE 44, BCE 51, BCE 52, BCE 53, BCE 54, BT9, BT10, BT4 y BT5) no tienen pilares, ya que se trata de instalaciones tipo interior. 4) En la S/E Cautín las estructuras relacionadas con el paño de línea J5 sí han sido debidamente consideradas. 5) En la S/E Itahue las estructuras han sido consideradas en Comunes de patio 220 kV por resultar imposible (disposición en anillo) atribuirles a un paño determinado.

					J1, J2 y J3 S/E Valdivia: JS S/E Puerto Montt: JS	Se corregirá el cómputo del paño BT de la S/E Hualpén según lo solicitado.
79	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6. Cálculo del AVI Páginas 172 y 174	El cálculo del VI del paño JS de la S/E Quillota no valorizó el Ítem “Protección y Control”, dado que falta incorporar los gabinetes metálicos para: tablero de control local, bastidor de protecciones, tablero de relés auxiliares y armario repartidor de cables.	Se solicita incorporando los diferentes gabinetes metálicos del paño JS de la S/E Quillota, para efectos de permitir la valorización del Ítem “Protección y Control”.	Se incorporarán los gabinetes metálicos según lo solicitado
80	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6. Cálculo del AVI Páginas 172 y 174	Durante el proceso de valorización de instalaciones faltó determinar el ítem “Ingeniería De Detalle Por El Contratista (Incluida En Paños Ct)” de algunos paños y BB.CC. de las subestaciones: Alto Jahuel, Cardones, Cerro Navia, Charrúa, Diego de Almagro, Itahue y Maitencillo.	Se solicita valorizar el ítem “Ingeniería De Detalle Por El Contratista (Incluida En Paños Ct)” de los siguientes elementos: S/E Alto Jahuel: Bancos: CC.EE.1, CC.EE.2, CC.EE.3 y CC.EE.4 S/E Cardones: Paños: CE-1, CE-2 S/E Cerro Navia: Paños CE-1, CE-2 y CE-3. S/E Charrúa: Paños: CE-2, CE-3 y CE-4. S/E Diego de Almagro: Paños: CE-1, CE-2 y CE-3 y CE-4.	La ingeniería de los bancos de condensadores ha sido incluida, al igual que la de los transformadores, en la de sus respectivos paños. Los paños CE no son sino un subconjunto de los paños CT, por lo que su ingeniería está resumida en la de estos últimos, a los que se ha dado la entidad de un paño de alta tensión.

					S/E Itahue: Paños: CE-1, CE-2 y CE-3 y CE-4. S/E Maitencillo: Paños: CE-3 y CE-4	
81	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6. Cálculo del AVI Páginas 172 y 174	Al sumar las instalaciones comunes de patio y subestación, de la S/E Lagunas que aparecen en las pestañas: “TSING 01”, “TSING 02”, “TSING 03” y “TSING 04”; no se obtiene el mismo valor de instalaciones comunes de la planilla “Director de Asignación”. Asimismo, al sumar las instalaciones comunes de patio y subestación, de la S/E Crucero que aparecen en las pestañas: “TSING 03”, “TSING 04”, “TSING 05” y “TSING 06”; no se obtiene el mismo valor de instalaciones comunes de la planilla “Director de Asignación”.	Se solicita revisar la cuadratura en la asignación de las instalaciones comunes de las SS/EE Lagunas y Crucero.	Se ha revisado la cuadratura de los resultados del estudio y no presentan error. La diferencia descrita en la observación se debe a que en estas dos SS/EE hay asignación de instalaciones comunes a líneas que no son troncales.
82	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6. Cálculo del AVI Páginas 172 y 174	El tramo TSIC-30 El Rodeo-Chena Cto. 2 no considera el paño en la subestación Chena.	Se solicita incorporar el VI del paño en el tramo TSIC-30.	Se valorizará el paño según lo solicitado
83	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización	Con relación a la valorización de los terrenos de las subestaciones, el Consultor ajustó los precios a diciembre de 2009 de las subestaciones existentes a la fecha del ETT del año 2006 aplicando el siguiente criterio:	Se solicita incorporar el valor de los terrenos utilizados en el cálculo de los peajes vigentes al 5 de mayo	Se acoge lo solicitado.

			de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6. Cálculo del AVI Páginas 172 y 174	“con el objeto de considerar como valor de los terrenos el efectivamente pagado, según lo establece la ley, se actualizaron los valores registrados a 2006 en el respectivo CDEC, con la variación del IPC entre Dic '05 y Dic '09 (+16,8%).” Sin embargo, este criterio debería ser aplicado al valor de los terrenos incorporados en el informe de peajes vigente al 5 de mayo de 2002, y no los valores del 2006, los cuales estaban indexados por CPI de los EE.UU.	de 2002, convirtiendo su valor a UF de dicha fecha. Se adjunta el Anexo N° 09 con la planilla de cálculo que realiza dicha conversión, junto con el libro de VNR de Transelec emitido el año 2002.	
84	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6. Cálculo del AVI Páginas 172 y 174	Con relación a los costos de ingeniería, el Consultor respondió que los costos del modelo incluyen los costos asociados a la ingeniería especializada de diseño de Lógicas de Control, Transferencia de Interruptor, Lógicas de enclavamientos, Lógicas de Protección, programación de Controladores y otras de alta complejidad. Sin embargo, los costos que utiliza el modelo no se condicen con los precios de mercado de esta ingeniería especializada.	Se solicita ajustar los precios de ingeniería de manera de incorporar los costos de Ingeniería especializada de Control y Protecciones.	La Ingeniería tiene considerado control y protecciones para la mayoría de las SSEE del sistema Troncal y la Coordinación con los suministradores de equipos en el caso de control digital. El control digital no aplica a todas las SSEE y por lo tanto los costos de ingeniería especializada de control y protecciones se considerarán sólo en aquellas con control digital, y se incluirán en el Informe Final Definitivo.
85	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6. Cálculo del AVI	Falta incorporar los costos asociados a Estudios relacionados con Control y Protecciones: Estudios de Corto circuito, Estudios de Ajuste de Protecciones, Estudio de Energización y otros. Estos Estudios son solicitados por el CDEC. El Consultor señaló en sus respuestas que revisaría su incorporación, pero no realizó modificaciones al respecto.	Se solicita incorporar los costos asociados a los Estudios de Control y Protecciones.	Los costos de ingeniería incluyen los costos de estudios sistémicos convencionales (flujos de potencia, cortocircuitos, estabilidad, coordinación de protecciones). Los estudios sistémicos especiales como los solicitados por el CDEC que aplican en algunas instalaciones existentes se incluirán en el Informe Final Definitivo.

			Páginas 172 y 174			
86	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6. Cálculo del AVI Páginas 172 y 174	Falta considerar los costos asociados a la incorporación de señales y parámetros al Sistema SCADA; para cumplir con lo establecido en la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio. El Consultor señala que están previstos en los costos de conexiones de tableros, pero entonces están muy subvaluados, considerando lo bajo de los costos de conexiones utilizados en el modelo.	Se solicita incorporar adecuadamente los costos asociados a la implementación de las señales y parámetros al Sistema Scada.	La incorporación de señales al Scada en forma separada no aplica a todas las SSEE del sistema Troncal ya que la incorporación de la mayoría de ellas se realizó cuando se implementó el Scada global. Las nuevas instalaciones que se adicionan al sistema Scada deben tener incorporado este ítem, y se incluirán en el Informe Final Definitivo.
87	TRANSELE C	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6. Cálculo del AVI Páginas 172 y 174	Falta incorporar los costos asociados a Pruebas en Fábrica (FAT), pruebas en sitio de los Sistemas y Lógicas de Control, Lógicas de Protecciones, Pruebas punto a punto de Señales de SCADA, que requieren de Ingenieros Especialistas. El Consultor señala que están previstos en los costos de inspección de obra, pero entonces están muy subvaluados, considerando lo bajo de los costos de inspección utilizados en el modelo.	Se solicita incorporar adecuadamente los costos de Ingeniería de pruebas de Control y Protecciones.	Se revisarán los costos de pruebas FAT que aplican a algunas de las SSEE nuevas con control digital adquiridos como sistema. Para las pruebas en terreno se verificará que efectivamente estén incluidas de manera adecuada. Los valores revisados se incluirán en el Informe Final Definitivo.
88	TRANSELE C	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del	Falta incorporar los costos asociados a los Software con licencia que se utilizan en SSEE para el control y las protecciones Digital. El Consultor señala que faltan los inventarios respectivos, sin embargo, ellos son propios de las marcas de los equipos digitales para el control y operación de las protecciones.	Se solicita incorporar los costos de licencias de software para los sistemas de control y de protecciones digital.	El software propio de los equipos de control y protección digital, si a eso se refiere la observación, es inherente a los mismos, ya que sin él no funcionarían, y por lo tanto se vende siempre asociado a los mismos y desde ya incluidos en sus precios.

			VI 3.6. Cálculo del AVI Páginas 172 y 174			
89	TRANSELE C	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6. Cálculo del AVI Páginas 172 y 174	Para la puesta en servicio de las protecciones se requiere un proceso de verificación de buen funcionamiento. Falta incorporar los costos de arrendamiento de las Cajas de Verificación de Protecciones. El Consultor señala que están previstos en los costos de inspección de obra, pero entonces están muy subvaluado, considerando lo bajo de los costos de inspección utilizados en el modelo.	Se solicita incorporar adecuadamente los costos de arriendo de Cajas de verificación de Protecciones. El costo de mercado de arriendo de una caja Omicron para verificar Protecciones es de aprox. USD 250 por día.	Las cajas de pruebas de relés están incluidas en la tasa de tarifas de costos de puesta en servicio y no en forma individual. Se verificará el valor.
90	TRANSELE C	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6. Cálculo del AVI Páginas 172 y 174	Falta incorporar el costo de los equipos computacionales utilizados como Consolas de Operación en SSEE con Control Digital. El Consultor señala que faltan los inventarios respectivos, sin embargo, ellos son los mínimos necesarios para su operación.	Se solicita incorporar el costo de los equipos computacionales utilizados como Consolas de Operación en SSEE con Control Digital.	El costo de las consolas de operación digital está incluido en el costo de los equipos de control (Station Units, etc.).
91	TRANSELE C	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI	Para los paños con sistema de control convencional no se consideran los switch, cuadros de alarma, instrumentos de indicación, convertidores y otros asociados al	Para los paños con sistemas de control convencional se solicita considerar adecuadamente los	El costo de switches, transductores, cuadros de alarma, instrumentos, etc., dada su enorme diversidad fue considerado, como se estableció en la metodología, dentro del costo de tableros de control genéricos.

			<p>3. Valorización de Instalaciones de Transmisión del VI</p> <p>3.5. Cálculo del VI</p> <p>3.6. Cálculo del AVI</p> <p>Páginas 172 y 174</p>	<p>Control y transferencia. El Consultor señala que están incorporados como parte de los gabinetes de control, pero en tal caso están muy subvaluados, considerando lo bajo de los costos de gabinetes utilizados en el modelo.</p>	<p>costos de los switch, cuadros de alarma, instrumentos de indicación, convertidores y otros asociados al Control y transferencia.</p>	
92	TRANSELE C	<p>Informe Final Preliminar</p> <p>Parte II</p>	<p>Parte B1: Determinación del VI</p> <p>3. Valorización de Instalaciones de Transmisión del VI</p> <p>3.5. Cálculo del VI</p> <p>3.6. Cálculo del AVI</p> <p>Páginas 172 y 174</p>	<p>Dentro de los costos de montaje de los equipos de telecomunicaciones faltan valorizar las siguientes actividades: Estudios de telecomunicaciones Modales y disponibilidad de frecuencias. Estudios, Site Survey y cálculos de enlaces de microonda. Ingeniería básica y de detalles Comisionamiento, inspección y puesta en servicio de los equipos. El Consultor señala que dichos costos están incluidos en los costos de ingeniería e inspección, entonces estarán muy subvaluados, considerando lo bajo de los costos de ingeniería e inspección considerados en el modelo.</p>	<p>Se solicita incorporar adecuadamente la valorización de las siguientes actividades asociadas con el suministro y montaje de las instalaciones de telecomunicaciones: Estudios de telecomunicaciones Modales y disponibilidad de frecuencias. Estudios, Site Survey y cálculos de enlaces de microonda. Ingeniería básica y de detalles Comisionamiento, inspección y puesta en servicio de los equipos.</p>	<p>Los costos asociados a estudios de telecomunicaciones no se aplican a todas las instalaciones del sistema Troncal. En algunas instalaciones actuales se solicitan estudios especiales de telecomunicaciones en onda portadora y microondas, los que se incluirán en el Informe Final Definitivo.</p>
93	TRANSELE C	<p>Informe Final Preliminar</p> <p>Parte II</p>	<p>Parte B1: Determinación del VI</p> <p>3. Valorización de Instalaciones de Transmisión</p>	<p>Al comparar la valorización de los sistemas digitales de Protecciones, Control y telecomunicaciones contenidos en el informe, con los costos reales de estos sistemas en obras recientemente realizadas, se puede comprobar que en el informe los sistemas de Protecciones, Control y telecomunicaciones están</p>	<p>Se solicita modificar el modelo de valorización de los sistemas digitales de Control, Protecciones y Telecomunicaciones contenida en el estudio teniendo en</p>	<p>Ver respuestas a observaciones anteriores y su aplicación en las SS/EE que corresponda.</p>

		<p>3.5. Cálculo del VI</p> <p>3.6. Cálculo del AVI</p> <p>Páginas 172 y 174</p>	<p>subvalorados.</p> <p>Se acompaña documento con un análisis de los costos reales de los Sistemas de Protecciones, Control y Telecomunicaciones para la nuevas subestaciones Las Palmas, Polpaico y Nogales, concluyéndose que lo valorizado en el estudio para los mismos casos, dichos costos se encuentra subvalorado en un 500 % aproximadamente.</p> <p>El Consultor señala que ha tomado en cuenta lo existente, según lo declarado en los inventarios recibidos para su validación, más todos los equipos no declarados pero detectados por él en sus vistas al terreno, todo ello a los precios de mercado obtenidos de la encuesta a proveedores, más los costos de puesta en obra, montaje, calibración y pruebas de esos equipos informados por empresas constructoras de la actividad. Sin embargo, el costo de los sistemas de control, protección y telecomunicaciones no es función del inventario de sus elementos, los cuales tiene un costo poco significativo respecto del proyecto en sí mismo. El caso de estos sistemas es similar a los sistemas Scada, donde el hardware no es lo más relevante del costo.</p> <p>Las subestaciones troncales con sistemas de control y protección digital son las siguientes:</p> <p>S/E Punta Colorada S/E Nogales, S/E Polpaico 500kV S/E Alto Jahuel. S/E Itahue 220kV. S/E Charrúa 500kV y S/E Charrúa 220kV</p>	<p>consideración los costos reales y antecedentes directos (ofertas) de los constructores de las subestaciones Las Palmas, Polpaico y Nogales contenidos en Anexo N° 10 “Análisis de Costos Sistemas de Protecciones.pdf” que se adjunta.</p>	
--	--	---	---	---	--

				(Parcial) S/E Hualpén S/E Cautín S/E Pto. Montt (CER).		
94	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.5. Cálculo del VI 3.6. Cálculo del AVI Páginas 172 y 174	La alimentación de servicios auxiliares de la S/E Encuentro contempla un transformador de SS/AA de 220/23 kV y 10 MVA, y un patio de servicios auxiliares de 23 kV. Este inventario forma parte de las instalaciones reportadas para efectos del estudio.	Se solicita incorporar el sistema de alimentación de servicios auxiliares de la S/E Encuentro dentro de las instalaciones comunes de la subestación.	Se valorizarán las instalaciones solicitadas.
95	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Carpeta COMPO2 VI	Se solicitó al Consultor considerar que existen instalados paños de 525 kV troncales que utilizan Interruptores Monopolares de 4 y 3 cámaras. En su respuesta el Consultor expreso: <i>“El Consultor ha valorizado los equipos por prestación (corriente nominal y capacidad de interrupción, en el caso de interruptores) y no por solución constructiva (número de cámaras), que varía de proveedor en proveedor. De tener que atenerse el Consultor a soluciones constructivas propietarias se incumpliría el mandato de la ley de considerar precios de mercado competitivos.”</i> Al respecto es necesario aclarar lo siguiente: Las características de un interruptor no sólo dependen de la corriente nominal y capacidad de interrupción, sino que además depende, entre otros, del Voltaje Transitorio de	En virtud de los antecedentes aportados se solicita valorizar los interruptores de 525 kV de dos, tres y cuatro cámaras existentes en la subestaciones Polpaico, Alto Jahuel, Ancoa y Charrúa, de acuerdo con sus características físicas y técnicas a los valores de mercado vigentes al 31 de diciembre de 2009, según lo disponen las Bases Técnicas.	Sin desconocer la importancia del TRV en el proceso de interrupción, caben las siguientes observaciones: <ul style="list-style-type: none"> Tanto el inventario recibido originalmente para su verificación como su posterior actualización indicaban para los paños de línea de 500 kV de Polpaico no dos interruptores de dos cámaras sino uno solo de cuatro (Siemens 3AP4FI), y para el resto de las SS/EE de 500 kV no tres interruptores sino uno solo (Alstom FX32D, de una cámara). Este último caso no dejaba duda alguna. En el primero, en cambio, cabía preguntarse la razón por la cual se utilizaba en las salidas de línea un interruptor de cuatro cámaras y en el paño de transferencia uno de dos, siendo que la misión de este paño es la de reemplazar cualquier interruptor fallado, incluso los de línea, debiendo en consecuencia cumplir los mismos

Recuperación (TRV) que está directamente relacionado con las solicitudes dieléctricas a las que se debe someter un interruptor al momento de operar en condición de falla y que determina el número de cámaras de interrupción con las que debe contar el equipo. Se adjunta Anexo N° 11 donde se explica el fenómeno.

Por lo tanto las soluciones constructivas adoptadas en las subestaciones Polpaico, Alto Jahuel, Ancoa y Charrúa obedecen a la necesidad de satisfacer el requerimiento del TRV que obliga a la instalación de interruptores en serie. A modo de ejemplo en la siguiente figura se muestra un interruptor de cuatro cámaras en la S/E Polpaico formado por 2 interruptores de 2 cámaras en serie.



En la siguiente figura se muestra un interruptor de 3 cámaras en el patio de 500 kV de la S/E Alto Jahuel, formado por 3 interruptores de una cámara en serie:

requisitos, y eso es lo que observamos. La diferencia entre ambos interruptores es, según documentación técnica de Siemens, sólo de capacidad de corte (63 kA los de dos cámaras y 80 los de cuatro), y la potencia de cc en la S/E es única.

Respecto de la capacidad de TRV, es de notar que a partir de 2004 se unificaron los requisitos de IEC (62271-100) e IEEE (37.04) y a diferencia de lo previsto para tensiones inferiores a 100 kV, para las que hay dos tipos de interruptores normalizados, para tensiones superiores sólo se fija una condición a cumplir (envolvente de cuatro parámetros), por lo que si los interruptores de dos cámaras cumplen con la norma la satisfacen igual que los de cuatro.

- Entendemos que, a pesar de no haberlo Transelec planteado, podría darse que las condiciones del sistema chileno fueran tales que no alcance con que los interruptores satisfagan las normas internacionales y sea necesario especificar una mayor capacidad de TRV, tal vez cumplida por los interruptores de cuatro cámaras, superando los requisitos de norma, y no por los de dos. En tal caso es razonable considerar que sea necesario utilizar (tanto en paños de línea como de transferencia) interruptores de cuatro cámaras con comando único, como el 3AP4FI originalmente descrito (y no dos de dos cámaras en serie con comandos individuales, según se observa en la foto y se aclara ahora), ya que el valor máximo de la TRV se alcanza antes de los 800 microsegundos, y no todos los fabricantes (ABB entre ellos) están dispuestos a garantizar tal precisión en la sincronización



Las soluciones adoptadas en cada caso son las técnica y económicas las más eficientes ya que equipos cuya construcción cumpla con los requerimientos de TRV deberían tener un tamaño que sería impracticable el transporte y la instalación entre otros aspectos.

El Consultor además en su respuesta señala que:
“No se entiende además la necesidad de disponer de dos tipos distintos de interruptor en una misma subestación, donde la potencia de cortocircuito es única y donde el interruptor descrito como de tres cámaras debe poder reemplazar a los de cuatro en caso de falla.”

Al respecto, la razón de tener distintos tipos de interruptores en una misma subestación, como por ejemplo interruptores de 4 y 2 cámaras en el patio de 500 kV en S/E Polpaico, es justamente con el objetivo de optimizar las inversiones en aquellos paños donde no se justifica la instalación de equipos con mayores prestaciones que las necesarias.

de sus sistemas de comando, de manera de asegurar la equirrepatición del TRV entre cámaras.

- No obstante, en función de la apelación al Art. 62 de la LGSE y considerando lo realmente instalado en el terreno, corregiremos el inventario según lo solicitado.

				<p>Estas soluciones requeridas por las exigencias del sistema, tienen costos diferentes y claramente mayores a una instalación común y deben ser considerados al momento de valorizar las instalaciones. El costo de un interruptor que requiere 4 cámaras de ruptura para satisfacer los requerimientos eléctricos corresponde al valor de 2 interruptores de dos cámaras y en el caso de los interruptores que requieren 3 cámaras de ruptura, corresponde asignarle el valor de 3 interruptores de una cámara.</p> <p>De esta forma se da cumplimiento a lo dispuesto en la LGSE que en su artículo 82° establece que <i>“En el caso de las instalaciones existentes del sistema troncal, definidas en el decreto a que se refiere el artículo 74°, <u>el VI se determinará en función de sus características físicas y técnicas</u>, valoradas a los precios de mercado vigentes“</i></p>		
	TRANSEL EC		3.Observaciones Parte II: Valorización de las Obras de Ampliación			
96	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	<p>Parte B1: Determinación del VI</p> <p>3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.7 Determinación de Labores de Ampliación</p> <p>Páginas 175 y</p>	<p>Ampliación Energización en 500 kV del tramo Alto Jahuel – Polpaico: Las labores de ampliación están subvaluadas, se solicita revisar la modelación realizada en consideración a la información proporcionada al inicio del estudio.</p>	Se solicita corregir la modelación y valorización de las labores de ampliación.	Se revisará el cálculo y sus resultados se incorporarán en el Informe Final Definitivo.

			180			
97	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.7 Determinación de Labores de Ampliación Páginas 175 y 180	Ampliación Seccionamiento línea Temuco – Puerto Montt en S/E Cautín: Las labores de ampliación están subvaluadas, se solicita revisar la modelación realizada en consideración a la información proporcionada al inicio del estudio.	Se solicita corregir la modelación y valorización de las labores de ampliación.	Se revisará el cálculo y sus resultados se incorporarán en el Informe Final Definitivo.
98	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.7 Determinación de Labores de Ampliación Páginas 175 y 180	Ampliación Seccionamiento línea Temuco – Puerto Montt en S/E Valdivia: Las labores de ampliación están subvaluadas, se solicita revisar la modelación realizada en consideración a la información proporcionada al inicio del estudio.	Se solicita corregir la modelación y valorización de las labores de ampliación.	Se revisará el cálculo y sus resultados se incorporarán en el Informe Final Definitivo.
99	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.7 Determinación	Ampliación Barra 220 kV en S/E Charrúa: Las labores de ampliación están subvaluadas, se solicita revisar la modelación realizada en consideración a la información proporcionada al inicio del estudio. Con relación al traslado de cuatro paños a la sección 3 de la barra, dicho trabajo implicó no solamente el desmontaje del equipamiento primario y su posterior	Se solicita corregir la modelación y valorización de las labores de ampliación, e incorporar al menos, las 21 tareas y actividades señaladas.	Se revisará el cálculo y sus resultados se incorporarán en el Informe Final Definitivo.

		<p>de Labores de Ampliación</p> <p>Páginas 175 y 180</p>	<p>montaje en otra ubicación. El costo del traslado fue idéntico al desmontaje del equipamiento primario más la construcción y montaje de cuatro paños completos (excluido el equipo primario) y la construcción de diversas estructuras y portales de línea para trasladar el punto de conexión de las líneas a su nueva ubicación en la barra.</p> <p>La alternativa ideal hubiera sido levantar en forma mágica los cuatro paños con sus fundaciones, cables de control, canaletas, puestas a tierra y estirando los conductores como si fueran elásticos, ubicar los paños en sus nuevas posiciones. Esta alternativa mágica hubiera sido ideal, pero la tecnología actual no lo permite.</p> <p>Las labores de ampliación deben considerar al menos las siguientes actividades realizadas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Reemplazo enlace de Barras Sección 2 en disposición vertical por disposición horizontal. 2. Transformación de la configuración de barras: Anillos Barra Sección 1 y Barra Sección 2. Se incorporan nuevos marcos de barra y de línea para formar los anillos. 3. Instalación de TTCC en anillos Barra Sección 1 y Barra Sección 2 4. Aumento de capacidad de un tramo de antigua Sección de Barra N°2. Tramo reforzado pasa a formar parte de la nueva Sección de Barras N°3. Se refuerzan estructuras y se cambia conductor con capacidad de 1.100 MVA. 5. Aumento de capacidad de la barra 		
--	--	--	---	--	--

				<p>de transferencia. Se refuerzan estructuras y se cambia conductor con capacidad de 1.200 MVA.</p> <ol style="list-style-type: none"> 6. Modificación del paño Seccionador de Barras JS12. 7. Incorporación de nuevo seccionador de barras JS13 para unir Anillo N°1 con barra N°3 8. Modificación en el control paño Rucue 1 debido al cambio de designación de barra producto de la formación de anillos. 9. Modificación en el control paño acoplador JR1 para sólo servir a los paños conectados en el anillo barra N°1. 10. Construcción y habilitación del paño JR2 para servir sólo a los paños conectados en el anillo barra N°2, los cuales se encuentran en servicio. 11. Traslado Paño Ralco 2, desde la Barra Principal Sección 2 (J17) a la Barra Principal Sección 3 (J24). 12. Construcción de nuevas estructuras y portales de línea por el cambio de ubicación del Paño Ralco 2. 13. Traslado Paño Hualpén desde la Barra Principal Sección 1 (J15) a la Barra Principal Sección 3 (J26). 14. Construcción de nuevas estructuras y portales de línea por el cambio de ubicación del Paño Paño Hualpén. 15. Traslado Paño Banco Autotransformador 6, desde la Barra Principal Sección 2 a la Barra Principal Sección 3. 16. Construcción de nuevas estructuras y portales de línea por el cambio de ubicación del Paño Banco 	
--	--	--	--	--	--

				<p>Autotransformador 6.</p> <p>17. Traslado Paño Antuco 3, desde la Barra Principal Sección 2 (J8) a la Barra Principal Sección 3 (J22).</p> <p>18. Construcción de nuevas estructuras y portales de línea por el cambio de ubicación del Paño Antuco 3.</p> <p>19. Retiro de equipos primarios y de control y protecciones, afectando a instalaciones que se encuentran en servicio.</p> <p>20. Ampliación de la diferencial de barras existente en la S/E Charrúa.</p> <p>21. Modificación en el control de los Paños existentes JS12, JR1, J16 (Ralco 1) y JT5 (Banco Autotransformadores 5) para incorporarlos en el nuevo control centralizado asociado a la Barra Principal Sección 3.</p>		
100	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	<p>Parte B1: Determinación del VI</p> <p>3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.7</p> <p>Determinación de Labores de Ampliación</p> <p>Páginas 175 y 180</p>	<p>Ampliación S/E Quillota: reemplazo de interruptor:</p> <p>Las labores de ampliación están subvaluadas, se solicita revisar la modelación realizada en consideración a la información proporcionada al inicio del estudio.</p> <p>En particular, se debe incorporar en las labores de ampliación: los costos de ingeniería, instalación de faenas, inspección y puesta en servicio. El monto de estos costos son iguales, o mayores, a los necesarios para construir un paño completo. Adicionalmente, las labores de ampliación deben incorporar los costos de pruebas e integración del sistema de control y protección del paño con todos los demás paños de la barra.</p>	Se solicita corregir la modelación y valorización de las labores de ampliación.	Se revisará el cálculo y sus resultados se incorporarán en el Informe Final Definitivo.
101	TRANSEL EC	Informe Final	Parte B1: Determinación	<p>Ampliación Seccionadora Nogales.</p> <p>Las labores de ampliación están</p>	Se solicita corregir la modelación y	Se revisará el cálculo y sus resultados se incorporarán en el Informe Final Definitivo.

		Preliminar Parte II	del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.7 Determinación de Labores de Ampliación Páginas 175 y 180	subvaluadas, se solicita revisar la modelación realizada en consideración a la información proporcionada al inicio del estudio.	valorización de las labores de ampliación.	
102	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.7 Determinación de Labores de Ampliación Páginas 175 y 180	Ampliación Línea Alto Jahuel – Chena - Cerro Navia: Cambio de conductor. Las labores de ampliación están subvaluadas, se solicita revisar la modelación realizada en consideración a la información proporcionada al inicio del estudio.	Se solicita corregir la modelación y valorización de las labores de ampliación.	Se revisará el cálculo y sus resultados se incorporarán en el Informe Final Definitivo.
103	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.7 Determinación de Labores de Ampliación	Ampliación Línea El Rodeo – Chena: tendido del segundo circuito. Las labores de ampliación están subvaluadas, se solicita revisar la modelación realizada en consideración a la información proporcionada al inicio del estudio.	Se solicita corregir la modelación y valorización de las labores de ampliación. Adicionalmente se solicita aclarar los motivos por los cuales el criterio de valorización de las labores de ampliación del tendido del segundo circuito de El	Se revisará el cálculo y sus resultados se incorporarán en el Informe Final Definitivo.

			Páginas 175 y 180		Rodeo – Chena es distinto al aplicado para efectos del tendido del segundo circuito Maitencillo – Cardones de CTNC.	
104	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B1: Determinación del VI 3. Valorización de Instalaciones de Transmisión 3.7 Determinación de Labores de Ampliación Páginas 175 y 180	El listado de obras de ampliación analizadas por el Consultor no considera todas las ampliaciones troncales en servicio, o que entrarán en servicio, al 31 de diciembre de 2010.	Se solicita incorporar las ampliaciones siguientes: a) Barra de transferencia Cardones 220 kV b) Banco de Condensadores 50 MVAR en S/E Alto Jahuel c) Banco de Condensadores 50 MVAR en S/E Cerro Navia Paño 220 kV en S/E Chena correspondiente al segundo circuito del tramo El Rodeo-Chena.	Se revisará el cálculo y sus resultados se incorporarán en el Informe Final Definitivo.
	TRANSEL EC		4.Observaciones Parte II: Valorización del COMA			
105	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B2: Determinación del Coma 2. Dimensionamiento y remuneración del personal 2.1. Dimensionamiento del Personal	1.- Observación sobre cambio en Homologaciones y Modificaciones de cargos: 1.a) El Consultor en su segundo informe modifica la homologación del cargo de Ingeniero Senior de Sistemas Eléctricos, pasando de Ingeniero III a Ingeniero II. Esta modificación aun cuando va en la dirección correcta, aun no refleja la experiencia necesaria para la posición de Ingeniero Senior de Sistemas Eléctricos, dado que el cargo de	De la Observación 1: 1.a- Se propone al Consultor ocupar la homologación de Ingeniero I, dado que dicho cargo refleja de mejor manera la experiencia y conocimiento técnico que debe de poseer el cargo,	El Consultor, para determinar el COMA correspondiente a las instalaciones troncales del SIC, ha establecido las siguiente premisas básicas: <ul style="list-style-type: none"> • Organizar una empresa cuyo objeto sea Administrar, Operar Técnicamente y Mantener dichas instalaciones. • Ha establecido las necesidades a cubrir con personal propio, para lo

			<p>Páginas 187</p>	<p>Ingeniero II solo requiere de 2 años de Experiencia, dicha cantidad de años es claramente insuficiente para actuar de manera independiente (condición clave de los ingenieros Senior) ante diferentes escenarios y contingencias que el sistemas pueda presentar.</p> <p>1.b) El Consultor modifica el cargo de Ingeniero de Informática a Administrador de sistemas, lo que implica que modifica la homologación desde un Jefe de Informática a un Analista de Sistemas I. Lo anterior refleja (dada la homologación realizada) que el Consultor le da una importancia relativa menor a la posición de líder de Informática. Esto se contradice con el aumento de dotación del área realizada por el propio Consultor y con la necesidad que plantea de poseer un asesor de Informática para liderar esta área, todo lo anterior solo implica que el nuevo cargo debe poseer habilidades y conocimientos superiores al de Ingeniero de Informática y en ningún caso menores</p> <p>2.- Observación sobre homologación definida y precios unitarios de los cargos:</p> <p>2.a) De la homologación que el Consultor realiza respecto de los cargos de la empresa modelo y los que se encuentran en la encuesta seleccionada (SIREM XXI), se desprende que ésta no es la que más se acomoda al nivel de responsabilidad de cada uno de los cargos seleccionados, como ejemplo de lo anterior podemos ver que: Cargo: Gerente de Finanzas y Tesorería, es homologado a un cargo de Subgerente de Administración y Finanzas. Cargo: Gerente Comercial, es homologado a un</p>	<p>al menos 8 años de experiencia en el sistema eléctrico de transmisión. Mientras que el cargo de Ingeniero II solo requiere de 2 años de experiencia para ser ocupado.</p> <p>1.b- Se propone al Consultor ocupar la homologación de Jefe de Informática para el cargo de Administrador de Sistemas. Esto de manera de mantener la importancia que el mismo Consultor le está dando a la posición.</p> <p>De la Observación 2: (2.a y 2.b)</p> <p>La homologación, en general, propuesta por el Consultor implica una baja en las responsabilidades y conocimientos técnicos de los cargos de la empresa modelo, esto dado que consistentemente las compensaciones para los cargos homologados caen y la relación entre compensaciones y nivel de conocimientos y responsabilidades es directamente proporcional. Esta</p>	<p>cual ha descrito con la mayor prolijidad posible para un trabajo de esta naturaleza, lo que se podría establecer como el perfil de cada cargo.</p> <ul style="list-style-type: none"> El Consultor ha homologado los cargos de la CTT en función de los perfiles de cargo de la encuesta SIREM XXI, y sostiene que dicha homologación se ajusta a las obligaciones y responsabilidades que se establecen para el personal de la CTT. <p>Para establecer la remuneración de cada cargo, ha adquirido la encuesta de remuneraciones preparada por la PRICE con validez a diciembre de 2009. Comparar esta encuesta con la utilizada en el ETT 2006, hecha por ERNST & YOUNG, sólo conduce a equívocos que no le corresponde al Consultor clarificar. Ambas encuestas son distintas debido a que recogen realidades existentes en el país en épocas diferentes, por lo tanto, la comparación cargo a cargo no es legítima.</p> <p>Por otra parte, pretender que el Consultor mejore las remuneraciones de mercado para el 59% de los cargos por el sólo ministerio que han bajado en su relación con un cargo supuestamente similar al año 2006, no tiene lógica en esta modelación. Aún más, no podría presentarse el hecho que el 41% restante no se revise nuevamente porque han subido su monto. Sin perjuicio de lo anterior, el Consultor ha analizado el incremento de esta planilla 2010 con respecto a la planilla 2006 y sus conclusiones le permiten señalar que en el global, la remuneración media mensual ponderada sube en un porcentaje incluso</p>
--	--	--	--------------------	---	--	--

			<p>cargo de Subgerente Comercial Cargo: Gerente de Administración y Recursos Humanos, es homologado a un cargo de Gerente de Administración Cargo: Soporte Informático es homologado a un cargo de Técnico de Soporte I Esto solo por nombrar algunos ejemplos.</p> <p>De igual forma se desprende que la consistencia interna de la homologación realizada por el Consultor no tiene relación con las responsabilidades asociadas a cada cargo dentro de la empresa modelo, como ejemplo de lo anterior podemos ver que: El cargo Ingeniero III (Encuesta SIREM XXI) se le asigna como cargo de homologación los siguientes posiciones: Técnico mantenimiento telecomunicaciones, Supervisor de Operación Analista Sistema SCADA, y otros. A pesar de que para alguna de las posiciones antes nombradas el cargo Homologo pudiera describir en cierta forma a la posición de la empresa modelo en ningún caso es símil para las tres posiciones antes detalladas, lo anterior se enfatiza de mejor manera al establecer como requisito del cargo homologo que la posición solo requiere de 1 año de experiencia para ser ocupada, lo cual resulta incompatible con la posición de Supervisor de Operación o Analista Sistema SCADA.</p> <p>2.b) Los problemas de homologación más arriba descritos tienen como consecuencia que, respecto de los precios unitarios que el estudio de remuneraciones ocupado por el Consultor arroja para los cargos de la empresa modelo las remuneraciones en su mayoría (68%) bajan respecto del estudio de transmisión troncal de 2006 ajustado por IPC.</p>	<p>afirmación se obtiene del simple ejercicio de ajustar las remuneraciones establecidas en el estudio realizado en el año 2006, por el índice IPC relevante para dicho periodo. Lo anterior cobra mayor relevancia dado que no se considera el índice de crecimiento de las remuneraciones reales que informa el INE anualmente y que hace aumentar dicha diferencia.</p> <p>Todo lo anterior es incompatible ante una empresa modelo que contrariamente a disminuir su tamaño a aumentado sus ingresos y complejidad técnica.</p> <p>Dada la observación detallada, es que se solicita al Consultor utilizar la homologación que se adjunta en Anexo N° 12 “Homologación Cargos 2010.pdf” La homologación que se propone considera mantener 41% de los cargos propuestos por el Consultor y modificar 59% de ellos, de manera de reflejar las responsabilidades, competencias técnicas,</p>	<p>mayor al del IPC del período Enero 2006-Diciembre 2009.</p> <p>Adicionalmente, el Consultor considera que esta comparación va en contra del espíritu de la ley respecto de dimensionar, cada 4 años, una empresa modelo que administra, opera y mantiene el sistema de transmisión troncal. En ningún caso se trata de ajustar los resultados del estudio anterior por algún índice, sino de dimensionar a nuevo una organización acorde a la realidad del mercado a la fecha de realización del estudio.</p>
--	--	--	---	---	--

				<p>El análisis anterior se concluye usando como base los precios unitarios por cargo ya aprobados y utilizados en el estudio troncal pasado, ajustados por el índice de precios al consumidor del periodo relevante (Enero de 2006 – Diciembre de 2009, equivalente a 16,71%), comparados con la información que entrega el estudio de remuneraciones presentado.</p> <p>El concepto de beneficio de ajuste de remuneraciones por IPC está presente en más del 90% de las empresas medianas-grandes. Aunque la empresa modelo pudiera haber sufrido modificaciones en su estructura, estas son solo de forma. Ya que la complejidad técnica, responsabilidad, la facturación y el ámbito en el cual se enmarca no sólo es homologable a la del estudio pasado sino que se ha visto incrementada con las modificaciones introducidas a la norma técnica en el año 2009. Todo ello hace que, ceteris paribus. Las remuneraciones no sólo no debieran bajar sino que, por el contrario incrementarse. En efecto, aceptando que el Consultor modeló en el estudio anterior una empresa eficiente, no hay razón para que la CTT actual siendo al menos igualmente eficiente tenga una caída en sus remuneraciones sobre todo si las exigencias sobre sus niveles de seguridad y servicio se vieron incrementadas en el íter tanto. Por lo anterior, no procede bajo ningún caso bajar las remuneraciones del los cargos que en esencia poseen características similares a las revisadas en el estudio troncal pasado.</p>	<p>experiencia y gerenciamiento que requieren cada una de las posiciones que se modelan de la empresa CTT.</p>	
106	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B2: Determinación del Coma 2.	<p>a) No se ha incluido en la organización un Gerente de Planificación estratégica del cual dependa el Jefe de Planificación Estratégica y su Unidad, que conduzca el proceso de crecimiento de la compañía en el largo plazo y</p>	<p>Los argumentos planteados por el Consultor para la no inclusión de las posiciones de Gerente de</p>	<p>El Consultor, considerando que la CTT es una empresa enfocada exclusivamente a un mercado de transmisión troncal de giro exclusivo, regulado por la autoridad, en que la planificación y expansión del sistema troncal</p>

		<p>Dimensionamiento y remuneración del personal 2.1.</p> <p>Dimensionamiento del Personal</p> <p>Gerente de Planificación, Analista de Planificación.</p> <p>Páginas 263-266</p>	<p>que sea un asesor directo de la Gerencia General. Las misión y las funciones del Gerente de Planificación Estratégica son las que se indican a continuación:</p> <p>Misión</p> <ul style="list-style-type: none"> Liderar el proceso de planificación estratégica de la compañía y recomendar el desarrollo de proyectos de inversión en transmisión que aumenten el valor de la compañía en el largo plazo, además de asesorar directamente a la Gerencia General. <p>Funciones</p> <ul style="list-style-type: none"> Dirigir y coordinar todas las actividades de la gerencia de planificación estratégica. Identificar la necesidad, efectuar los estudios técnico-económicos y la evaluación económica de proyectos de inversión en el sistema de transmisión. Identificar oportunidades de negocio para la empresa, ampliación del sistema de transmisión, ya sea en la construcción de nuevas líneas y subestaciones. Dirigir y coordinar los análisis regulatorios en relación con las inversiones en el sistema de transmisión y representar a la Empresa ante los organismos externos encargados. Definir y recomendar estrategias de expansión del sistema de transmisión y los planes de inversión asociados. Preparar el plan estratégico, planes de acción y coordinar la preparación del plan de negocios de la Empresa. <p>Adicionalmente el Consultor ha considerado</p>	<p>Desarrollo e Ingenieros de Planificación Eléctrica, no se condicen con la realidad de la CTT. En la empresa eficiente todos los crecimientos del sistema de transmisión troncal deben de tener una contraparte al interior de la compañía, esto de manera de analizar los nuevos crecimientos y alertando a la autoridad de las posibles restricciones del sistema que se puedan provocar dada la no inclusión de nuevas obras, este link directo con la autoridad es realizado por el Gerente de Desarrollo.</p> <p>Adicionalmente dada la cantidad de estudios que se realizan relacionados con la operación económica, eléctrica, tarifaciones, etc., es que se solicita la inclusión adicional de dos Ingenieros Planificación Estrategia.</p> <p>a) Se solicita incluir en la organización el cargo de Gerente de Desarrollo, y ubicar dentro de sus áreas a cargo la Unidad de Planificación Estratégica.</p>	<p>es ejecutada en forma centralizada por el regulador, a través de estudios de transmisión troncal, no requiere de área de planificación estratégica.</p> <p>Definida la CTT de esta forma (delineada en las Bases del ETT), no tiene cabida una Unidad de Planificación Estratégica como la que existe en TRANSELEC, empresa que opera otras instalaciones además del sistema troncal. Sin embargo, el Consultor, consciente que CTT debe tener personal encargado de analizar y ser contraparte de la revisión que anualmente hace el CDEC del estudio de transmisión troncal, así como del propio estudio de transmisión troncal que se realiza cada 4 años, ha incluido en la organización los cargos indicados en el Informe II.</p>
--	--	--	--	--	--

			<p>solamente un (1) Analista al interior de la Unidad de Planificación Estratégica. Esta unidad debe estar compuesta de al menos 3 Analistas, con distintos grados de experiencia y/o especialización debido a la multiplicidad de funciones del área, entre ellas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estudios de simulación de la operación económica. Para ello debe manejar conceptualmente los modelos matemáticos relacionados con la optimización de sistemas hidrotérmicos, también realiza modelaciones para los diversos elementos del sistema, verificando que el resultado corresponda a lo que se observa en la operación real, y por último conoce los criterios con los cuales se realiza la programación de los despachos a mediano y largo plazo en los CDEC. • Estudios eléctricos con software especializado para verificar que los proyectos en estudio cumplen la Norma Técnica vigente. Incluye estudios de estabilidad permanente, estudios de estabilidad transitoria, estudios de cortocircuito, estudios de capacidad de barra, etc. • Evaluación económica de inversiones en el sistema de transmisión. Para ello debe tener conocimiento avanzado del funcionamiento del mercado eléctrico y en particular de los mecanismos de pago de los sistemas de transmisión. • Desarrollo de modelos y herramientas computacionales para manejar grandes volúmenes de datos, entre ellos registros históricos de demanda, resultados de simulaciones, bases de datos de proyectos, datos de la 	<p>Se envía en archivo adjunto la homologación propuesta para este cargo no considerado Anexo N° 13 “Homologación Cargos Nuevos 2010.pdf”.</p> <p>b) Se solicita Incluir en la organización dos cargos de Ingeniero Planificación Estratégica. Se envía en archivo adjunto la homologación propuesta para este cargo no considerado Anexo N° 13 “Homologación Cargos Nuevos 2010.pdf”</p>	
--	--	--	--	---	--

				<p>topología del sistema, etc.</p> <p>b) Finalmente, cabe mencionar que 1 Analista no es suficiente para enfrentar de la forma debida los procesos de expansión troncal: ETT cada 4 años, y las Revisiones Anuales por el CDEC, y teniendo en cuenta que lo anterior debe hacerse para cada sistema de transmisión troncal, que hoy en día son dos: SIC y SING.</p>		
107	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	<p>Parte B2: Determinación del Coma</p> <p>2. Dimensionamiento y remuneración del personal</p> <p>2.1. Dimensionamiento del Personal</p> <p>Asesor RRPP y Comunicación</p> <p>Páginas 263-266</p>	<p>a) El análisis presentado por el Consultor para justificar el dimensionamiento del área de comunicaciones parte de supuestos que subestiman las necesidades de comunicación externa de una empresa con la dispersión geográfica que tiene Transelec (cada zona tiene sus propias temáticas y medios de comunicación) ni considera la amplitud de temas que deben ser abordados para informar adecuada y responsablemente a sus distintas audiencias.</p> <p>En ese sentido, los ámbitos que son de interés para los medios de comunicación y que, por tanto, deben ser considerados en la función de comunicaciones externas, incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Cortes de Energía Eléctrica -Antecedentes y Situación Financiera -Planificación del Sistema y Dificultades para su desarrollo. -Robo de conductores -Campañas para evitar accidentes y resguardar un uso seguro de las franjas de seguridad de las líneas - Política de sustentabilidad y prácticas medioambientales -Actividades de Responsabilidad Social que buscan poner en perspectiva el importante rol social que desempeña la compañía. -Comunicación de contingencias. <p>El presente informe, además no considera</p>	<p>El Consultor basa su respuesta en actividades acotadas de la Unidad de Comunicaciones, además de la presunción de que las propias unidades técnicas regionales deberán de realizar las actividades comunicacionales con la guía del Asesor Comunicacional.</p> <p>La realidad es que la Unidad de Comunicaciones posee una serie de frentes múltiples relacionados con:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cortes Múltiples - Antecedentes y Situación Financiera - Robo de Conductores - Campañas contra accidentes - Responsabilidad Social 	<p>El Consultor ha revisado la observación de la empresa y concluye que TRANSELEC, en su comentario, piensa en la empresa real, la cual se debe enfrentar a muchos problemas como los que detalla, los que en su gran mayoría no son originados en el sistema troncal. Los temas detallados que más se acercan al Sistema de Transmisión Troncal, los pueden abordar en regiones los administradores y jefes superiores incluidos en la organización. Es conocido el caso de los “apagones”, cuyos voceros generalmente son las máximas autoridades de la empresa.</p> <p>El caso especial de la Responsabilidad Social Empresarial se ha estudiado y analizado, alcanzando consenso que es una actividad que no se puede cargar a la tarifa que pagan los usuarios, sino que debe salir de la redistribución de beneficios logrados con la explotación del sistema eléctrico. Es por lo tanto, a juicio del Consultor, una obligación de los propietarios de la empresa, más que de los usuarios.</p>

			<p>funciones ni ámbitos que hoy son esenciales para garantizar la sustentabilidad de la empresa y generar las condiciones para la adecuada receptividad a las iniciativas requeridas para el desarrollo del sistema de transmisión, servicio público esencial para la calidad de vida de las personas y la generación de oportunidades de desarrollo.</p> <p>Precisamente, el hecho de prestar un servicio crucial para el país, amplia y diversifica enormemente los stakeholders o públicos de interés con los que debe relacionarse la empresa para poder cumplir adecuadamente con su misión y en este sentido, resulta especialmente complejo el concebir la normal operación y crecimiento del sistema, sin una adecuada vinculación y el establecimiento de un canal de comunicación con las comunidades vecinas a sus principales instalaciones actuales.</p> <p>Asimismo, para una empresa cuyos colaboradores están desplegados en 13 regiones del país, es esencial contar con canales de información fuertes y permanentemente actualizados, que sirvan para dar a conocer el quehacer de la empresa, las noticias y tendencias del sector, difundir prácticas que contribuyan a mejorar la calidad y confiabilidad del servicio y alinear a los trabajadores con los objetivos y valores de la compañía o movilizarlos en torno a campañas que difunden adelantos y mejoramiento continuo de prácticas en materias como medioambiente, innovación y prevención de riesgos.</p>	<p>Empresarial</p> <ul style="list-style-type: none"> - Políticas de Sustentabilidad - Políticas comunicacionales acerca de Sistemas de Trasmisión para la comunidad - Uso de Franjas <p>Las actividades antes mencionadas cobran mayor relevancia al entender el contexto político y social del sector eléctrico, en donde la relación con las comunidades y las políticas de sustentabilidad, son fundamentales para el correcto desarrollo y funcionamiento de la empresa Modelo. Adicionalmente, y dado lo ajustado de las dotaciones que se establecen para la empresa eficientemente modelada, se hace imposible que el personal técnico regional pueda ver temas adicionales a las actividades propias de su gestión técnica.</p> <p>Dado todo lo anterior es que se solicita la</p>	
--	--	--	---	--	--

					incorporación de 2 posiciones de analistas de comunicaciones en la estructura de personal de la CTT. Se envía en archivo adjunto la homologación propuesta para este cargo no considerado Anexo N° 13 “Homologación Cargos Nuevos 2010.pdf”.	
108	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B2: Determinación del Coma 2. Dimensionamiento y remuneración del personal 2.1. Dimensionamiento del Personal Personal Jurídica Páginas 263-266	El Consultor no considera la inclusión de 3 posiciones de Abogado dentro de su estudio. Sin embargo, el número propuesto es plenamente coherente con el tamaño de la compañía y está de acuerdo con los estándares que se observan en empresas eléctricas similares en tamaño y actividad. El contar con recursos jurídicos suficientes le permitirá a la CTT afrontar con éxito los nuevos y complejos escenarios que se le presentan para: i) cumplir con las constantes modificaciones del entorno normativo aplicable a los proyectos de infraestructura; ii) participar adecuadamente en la forma de cálculo de su remuneración tanto regulada (tarifa) como pactada; iii) defenderse frente a la creciente judicialización de su actividad; iv) colaborar con la autoridad en los procesos de fiscalización; v) asumir y gestionar las nuevas obligaciones por la ejecución de los proyectos que la autoridad le adjudica; vi) cumplir con el presupuesto y plazo de los proyectos adjudicados; vii) asumir y gestionar las nuevas obligaciones corporativas derivadas de las modificaciones a las leyes de mercados de valores y sociedades anónimas, etc. Funciones específicas: <ul style="list-style-type: none"> • Generar la adopción de políticas sobre gobierno corporativo. 	El Consultor basa su respuesta en una subvaloración de las actividades de la Unidad de Fiscalía de la CTT, no considerando: <ul style="list-style-type: none"> - Asumir y gestionar las nuevas obligaciones corporativas derivadas de las modificaciones a las leyes de mercados de valores y sociedades anónimas - Asumir general en la adopción de políticas sobre gobierno corporativo - Gestionar el Registro Público de Directores y Ejecutivos, así como los Libros 	No se acoge lo solicitado porque el cúmulo de actividades declaradas en ese punto no justifican el aumento en la dotación. Todos los profesionales con el título universitario (Fiscal, asesor jurídico) de abogado deben participar en la atención de los temas de su especialidad que se presentan en la CTT. En algunos casos se requerirá la contratación de abogados externos cuyos honorarios (costas) deberán ser materia del litigio que corresponda.

				<ul style="list-style-type: none"> • Organizar y coordinar la convocatoria y realización de juntas de accionistas, así como en los trámites legales que correspondan. • Gestionar el Registro Público de Directores y Ejecutivos, así como los Libros de Actas de Directorio, etc. • Asumir el patrocinio, representación y defensa de la compañía en los juicios o gestiones administrativas en Santiago y Regiones. • Redactar, revisar o visar los actos, contratos y demás documentos en que sea parte la Empresa. • Cumplir y hacer cumplir las obligaciones de TRANSELEC derivadas de instrucciones de organismos fiscalizadores tales como SEC, SVS, CONAMA, Dirección del Trabajo, Contraloría General de la República, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, etc. • Atender todas las consultas legales que le formulen las distintas unidades de la Empresa. • Asistir a las Gerencias Regionales en las contingencias legales que le formulen, gestionar la contratación de abogados en terreno para casos específicos y supervisar sus actividades. • Intervenir en los procesos de negociación colectiva, entregando el apoyo legal que se requiera. • Asesorar y apoyar a los representantes de la Empresa en el CDECSIC y CDEC-SING, en los casos que sea requerido. • Mantener permanentemente 	<p>de Actas de Directorio</p> <ul style="list-style-type: none"> - Relaciones Laborales con el personal relacionadas con conflictos laborales, demandas y posibles Juicios, además de servir de apoyo ante los constantes cambios de las leyes laborales del país - Redactar, revisar o visar los actos, contratos y demás documentos en que sea parte la Empresa - Asesorar y apoyar a los representantes de la Empresa en el CDECSIC y CDEC-SING, en los casos que sea requerido <p>Por lo que se solicita la incorporación de 3 posiciones de Abogado en la estructura de personal de la CTT. Se envía en archivo adjunto la homologación</p>	
--	--	--	--	--	---	--

				<p>actualizado el registro computacional de los títulos de inmuebles, concesiones, servidumbres y marcas comerciales.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Realizar las gestiones legales de proyectos, tramitando las concesiones eléctricas, efectuando estudios. • Redactar y oficializar los poderes que se otorguen en la Empresa. • Cumplimiento de la normativa ambiental con relación a nuevos proyectos. • Asumir la defensa por daños a instalaciones por actos de terceros (quema de rastros, ocupación de franja de seguridad, construcciones bajo línea, etc., etc.). 	<p>propuesta para este cargo no considerado Anexo N° 13 “Homologación Cargos Nuevos 2010.pdf</p>	
109	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	<p>Parte B2: Determinación del Coma</p> <p>2. Dimensionamiento y remuneración del personal</p> <p>2.1. Dimensionamiento del Personal</p> <p>Personal Financiero y Contable</p> <p>Páginas 263-266</p>	<p>a) El Consultor, dentro de su análisis, no considera la inclusión de un Experto Contable, lo anterior resulta incompatible con las labores de contabilidad en una empresa con US\$ 1500 millones de activos y presentación de FECUS a SVS (Propio de una empresa de este nivel de activos, la cual necesariamente tendrá que tener deuda pública) necesitan el 100% del tiempo de un Contador Experto Senior.</p> <p>b) El Consultor, dentro de su análisis, solo considera un analista contable. Esto resulta incompatible con una empresa que recibe 1,000 facturas de costos al mes, ligadas al sistema troncal, que requiere por lo menos de dos analistas contables para cumplir el procesamiento durante el mes.</p> <p>c) El Consultor solo considera un analista de control de gestión, lo anterior resulta incompatible con una empresa de esta envergadura, con más de 100 centros de costos, cerca de una docena de proyectos upgrade</p>	<p>El Consultor basa su respuesta en la subvaloración de las actividades del área financiera, dado que no considera la complejidad y cantidad de información que una empresa de las características y tamaño de la CTT maneja, así podemos mencionar:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Presentación de FECUS y estados financieros. - Cantidad de proveedores y pagos de facturas. - Reportes al directorio. - Reportes de ingreso y costos. 	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Teniendo presente que la CTT es una empresa cuya finalidad es administrar, operar y mantener el sistema troncal, el Consultor ha considerado una organización con cuatro (4) especialistas del área contable, dotación suficiente para responder ante la empresa por todas las tareas del área. Lo anterior también aplica al área control de gestión.</p> <p>Considerando que la empresa tiene un gerente de finanzas, el Consultor estima que las relaciones con los inversionistas de la CTT debe ser llevada a cabo por el gerente general y el gerente de finanzas. En consecuencia, el Consultor no justifica incluir un cargo exclusivo para estas funciones.</p>

				<p>troncales, con reportes rigurosos al directorio todos los meses y requerimientos directos de los inversionistas. Es necesario contar por lo menos con 2 analistas, uno dedicado a revisión de los ingresos y otro a los costos, de los cuales uno de ellos ha de ser Senior.</p> <p>d) El Consultor, dentro de su análisis, no considera un Subgerente de Relaciones con los Inversionistas. Lo anterior resulta incompatible con una empresa de este tamaño, ya que deberá tener deuda pública (no tener deuda sería inconsistente con una serie de supuestos que en otras partes del ETT se consideran) y por lo tanto relación con los inversionistas. Una empresa madura tendrá deuda que habrá que refinanciar con cierta frecuencia más los requerimientos de caja propios de las necesidades del sistema.</p> <p>Además de esto deberá controlar el cumplimiento de covenants, garantías y entregar información financiera a las contrapartes convenidas.</p>	<p>Dado lo anterior:</p> <p>a) Se solicita incluir en la organización un cargo de Experto Contable. Se envía en archivo adjunto la homologación propuesta para este cargo no considerado Anexo N° 13 “Homologación Cargos Nuevos 2010.pdf”.</p> <p>b) Se solicita incluir en la organización un cargo de Analista Contable.</p> <p>c) Se solicita incluir en la organización un cargo de Analista de Control de gestión.</p> <p>d) Se solicita incluir en la organización un cargo de Subgerente de Relación con los Inversionistas. Se envía en archivo adjunto la homologación propuesta para este cargo no considerado Anexo N° 13 “Homologación Cargos Nuevos 2010.pdf”.</p>	
110	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B2: Determinación del Coma 2. Dimensionamiento y remuneración del personal 2.1.	<p>a) El cargo de administrador de sistemas no fue considerado como parte de estructura de personal de la CTT. Dicho cargo, en una empresa del ámbito tecnológico que involucra la CTT, es responsable en la planificación y ejecución de las actividades orientadas a mantener totalmente operativos los sistemas informáticos, servicios de procesamiento de datos, redes y equipos computacionales, es</p>	<p>El Consultor a aceptado la inclusión de un asesor de informática dentro de la estructura de la CTT, pero dada las especificaciones técnicas existentes y la diversidad de temas que se manejan, como por ejemplo los</p>	<p>a) El Consultor se ha hecho asesorar por un experto del área informática, y ha llegado a la conclusión de reemplazar el cargo de ingeniero informática por un asesor de informática. Adicionalmente, ha dejado tres (3) soportes informáticos.</p> <p>b) El Consultor revisó el área de recursos humanos de la CTT y detectó un faltante de</p>

		<p>Dimensionamiento del Personal</p> <p>Personal Recursos Humanos</p> <p>Páginas 263-266</p>	<p>contraparte técnica de los proveedores de tecnología en los proyectos de implementación de mejoras en las plataformas existentes y/o en la instalación de nuevos sistemas, cumple un rol clave en el control de la continuidad operacional de los sistemas informáticos y como apoyo directo al asesor de informática, por lo que es un cargo que se requiere como parte de la estructura de la empresa modelo.</p> <p>b) Es necesario que la empresa modelo cuente con las posiciones encargadas de llevar a cabo los programas de Desarrollo de Personal apuntados a desarrollos de carrera, planes de sucesión, evaluaciones de desempeño, compensaciones y beneficios, para mantener su competitividad en el mercado laboral eléctrico, además de la necesidad de capacitación que requiere el personal que participa en los procesos descritos para la empresa CTT, los cuales son altamente tecnologizados. Dado lo anterior, es necesaria la inclusión de una posición de Analista de Desarrollo de Recursos Humanos.</p>	<p>ámbitos informáticos de los sistemas comunicacionales de SCADA de la compañía, es indispensable de una segunda posición con un nivel técnico alto en la unidad informática y no solo tener en la estructura posiciones de nivel técnico medio como lo son las de soportes informáticos, dado lo anterior se solicita:</p> <p>a) La incorporación de la posición de administrador de Sistemas en la estructura de personal de la CTT. Se envía en archivo adjunto la homologación propuesta para este cargo no considerado Anexo N° 13 “Homologación Cargos Nuevos 2010.pdf”.</p> <p>El Consultor acepta la inclusión de una posición de Analista de Desarrollo de Recursos Humanos, pero esta no es suficiente para cubrir todas las necesidades que se presentan en la CTT, relacionadas con la selección, capacitación, desarrollo, creación de mallas curriculares, certificaciones de</p>	<p>horas-hombre, por lo que agregó un empleado con el cargo de analista desarrollo recursos humanos. Esta incorporación quedó reflejada en el informe final parte II.</p>
--	--	--	---	--	---

					<p>competencias laborales de los cargos críticos de la compañía y capacitación, dado lo anterior se solicita:</p> <p>b) La incorporación de las posiciones de Jefe de Compensaciones y Jefe de Selección y Capacitación, o en su defecto dos posiciones de Analistas de Desarrollo de Recursos Humanos. Se envía en archivo adjunto la homologación propuesta para este cargo no considerado Anexo N° 13 “Homologación Cargos Nuevos 2010.pdf”..</p>	
111	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	<p>Parte B2: Determinación del Coma</p> <p>2. Dimensionamiento y remuneración del personal</p> <p>2.1. Dimensionamiento del Personal</p> <p>Gerente Comercial y Ejecutivo de Contrato</p> <p>Páginas 263-266</p>	<p>Dadas las funciones que debe realizar la gerencia comercial en una empresa de transmisión troncal, y que a continuación se describen, en la estructura faltaría considerar un puesto de Jefe Departamento Comercial y un segundo Ejecutivo de Contrato.</p> <p>Jefe Departamento Comercial El Consultor debe considerar un Jefe Departamento Comercial, con el fin de que la empresa pueda cumplir con sus funciones. Es necesario señalar que las funciones de un Jefe Departamento Comercial son fundamentales para la buena gestión, la principales funciones son:</p> <ul style="list-style-type: none"> Llevar el control de los ingresos asegurando el cobro total de los peajes y reliquidaciones, dando explicaciones 	<p>La Justificación que menciona el Consultor relacionada con el argumento que la CTT posee pocos clientes no es efectivo, esto dado que los clientes que se deben considerar para la CTT son todos los actores que requieren de la utilización del Sistema Troncal. Como ejemplo de lo anterior vemos que las conexiones solicitadas el año 2010 a Transelec es de un total de 18, estas solicitudes proviene de 16 clientes diferentes, si</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En la CTT, el Consultor ha considerado una organización con cuatro (4) especialistas del área comercial, dotación suficiente para responder ante la empresa por todas las tareas del área, entre las cuales destaca llevar el control de los ingresos por peajes y reliquidaciones de los mismos.</p> <p>Estas tareas pueden ser llevadas a cabo por un jefe de departamento comercial, el ejecutivo de contratos y los dos analistas contables. Sin embargo, el Consultor ha privilegiado incluir un gerente comercial para supervisar estas actividades y las relaciones con los clientes.</p> <p>Para lo anterior se ha tenido presente que los</p>

			<p>de las desviaciones.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ejecutar la política comercial e implementar las estrategias comerciales. • Asegurar la existencia y el control de los procesos orientados a la atención del cliente • Dar visto bueno a los contratos. • Liderar los desarrollos de procesos comerciales y su implementación en el Sistema de información (SAP). • Supervisar el cumplimiento de las funciones de los ejecutivos de contratos y analistas comerciales. <p>Ejecutivo de Contrato El Consultor debe considerar un ejecutivo de contrato extra, lo anterior debido a que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Un solo ejecutivo de contrato implica que en caso de inasistencia por vacaciones, enfermedad, u otros motivos, se generarían problemas para la facturación y atención de clientes. • Se debe considerar la carga de trabajo tanto del CDEC-SIC como del CDECSING y las peculiaridades de sus procesos de facturación y atención de clientes. • En caso de renuncia se un ejecutivo de contrato se debe contar con un respaldo para que la empresa de transmisión Troncal pueda seguir operando considerando que a través de estos ejecutivos se revisan las liquidaciones de peajes. • Dada la proliferación de conexiones de fuentes de Energía Renovable No Convencional (ERNC) el número de conexiones a aumentado significativamente. 	<p>tomando en cuenta que el proceso de conexión al sistema troncal es un proceso altamente técnico que requiere de una constante relación con el cliente y alta dedicación de los procesos, es que se solicita revisar la estructura de la gerencia Comercial incorporando un jefe de Departamento Comercial. Dado que el Jefe Comercial estará enfocado a la coordinación de la revisión de los ingresos y reliquidaciones del sistema además de apoyar las tareas de los clientes (contratos, procesos, etc.), y el Gerente comercial estará enfocado en la relación con los clientes y la dedicación que esto requiere dado lo complejo del proceso de conexión. Se envía en archivo adjunto la homologación propuesta para este cargo no considerado Anexo N° 13 “Homologación Cargos Nuevos 2010.pdf”.</p>	<p>fundamentos para diseñar la empresa modelo, pasan necesariamente por el hecho de que la CTT es una empresa de pocos clientes, y que no busca otros clientes más que los usuarios del sistema troncal. En estas circunstancias, el Consultor no justifica la inclusión den un jefe de departamento comercial además de un gerente comercial.</p>
--	--	--	---	---	--

112	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B2: Determinación del Coma 2. Dimensionamiento y remuneración del personal 2.1. Dimensionamiento del Personal Páginas 263-266	<p>a) La división del SIC definida por el Consultor en tres unidades territoriales es insuficiente para poder cumplir las disposiciones legales vigentes y la gestión, supervisión, inspección y control del mantenimiento del sistema troncal del SIC, como asimismo la atención de fallas y desconexiones forzadas por la acción de terceros, considerando los tiempos de desplazamiento y distancias existentes entre las instalaciones de cada zona. Esta división del SIC en tres unidades territoriales resulta inatendible considerando las distancias existentes entre los extremos de estas zonas: a modo de ejemplo, tenemos en la unidad territorial sur, que abarca desde el río Perquilauquén cercano a Parral hasta la Isla Grande de Chiloé, una distancia de 700 kilómetros.</p> <p>Con la estructura propuesta no es posible atender los requerimientos del mantenimiento y la atención de fallas en las 2 horas que el decreto 327, artículo 214 señala q: “La concurrencia de personal calificado al lugar deberá efectuarse en un plazo inferior a dos horas desde que los operadores tomen conocimiento de la falla. Dicho plazo se extenderá a cuatro horas en las zonas rurales a que se refiere el artículo 247”, por ende es insuficiente lo planteado.</p> <p>b) Adicionalmente a lo anterior vemos que el personal de las Administraciones Zonales y Oficina Central es insuficiente y/o menor calificado para atender los requerimientos de dichas Unidades, de esta manera detallamos que:</p> <p>Falta personal en equipos eléctricos</p>	<p>A pesar de que el Consultor considera la inclusión de nuevos cargos a la CTT y modificar la calificación de alguno de ellos su respuesta se basa en una subvaloración de las actividades y responsabilidades del área de Operaciones de la CTT, además de no hacerse cargo de las disposiciones legales que limitan los tiempos de respuesta ante fallas del sistema, dado lo anterior:</p> <p>a) Se solicita la inclusión de dos Administraciones Zonales adicionales, ubicadas en Itahue y Temuco, estas deberán de replicar la estructura organizacional de las Administraciones propuestas por el Consultor.</p> <p>b)</p> <p>b1.- Se solicita agregar dos Analistas de Estudios de Equipos adicionales a la dotación considerada en la CTT.</p> <p>b2.- Se propone aumentar la dotación de Analistas de Sistemas Eléctricos en dos personas, totalizando</p>	<p>El consultor ha definido tres unidades zonales con una estructura dirigida por un administrador zonal. Para ello, ha tenido en cuenta los tramos troncales a su cargo y en especial la existencia de un COZ en cada zona. El personal técnico asignado a las instalaciones Ancoa-Itahue depende de la administración centro, así como el personal técnico de las instalaciones de Temuco-Puerto Montt depende de la administración sur, con sede en Concepción.</p> <p>En esta estructura, la jefatura Itahue-Ancoa y Temuco, la ejerce el supervisor de operación y con un asistente administrativo para las labores de Administración. Por lo tanto, el Consultor no justifica los cargos de administrador zonal ni jefe administrativo en Itahue y Temuco.</p> <p>El Consultor analizó lo propuesto en la observación y revisó la estructura modelada, manteniendo las siguientes modificaciones ya incorporadas en el informe final parte II, destinadas a una mejor cobertura técnica en terreno:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se agrega un Supervisor Mantenimiento Sistemas de Control en Ancoa. - Se agrega un Supervisor mantenimiento Líneas en Cerro Navia. - Se consideran 4 operadores I y 0 operadores II en Charrúa. - Se agrega un operador II en Polpaico. - Se agrega un Operador II en Hualpén y dos Operadores II en Las Palmas. <p>En el resto de la organización, a juicio del Consultor, no se justifica modificación.</p>
-----	---------------	--	--	---	--	---

			<p>considerando que las actividades de Mantenimiento desarrolladas en terreno, deben ser coordinadas por un departamento centralizado que fije los criterios comunes a todas las zonas, fije los estándares del mantenimiento, controle la ejecución de ellos, estudie las situaciones especiales que se presenten, coordine con otras actividades de la empresa como Sistemas Eléctricos, Sistemas de Control y entre otras funciones, se preocupe de emitir los procedimientos utilizados en terreno, fijar los criterios de utilización de los equipos en servicio, renovación de los mismos y estudios de sobrecarga .</p> <p>El Consultor considera sólo dos Analistas de Sistemas Eléctricos en la oficina central. Esta dotación se aprecia insuficiente para atender las Zonas definidas. Además, es necesario contar con un analista de respaldo para casos de ausencias por enfermedad o vacaciones.</p> <p>En las distintas Administraciones Zonales se requiere considerar un cargo de Jefe de Operaciones, que coordine las actividades de todo el personal de operación de esa Zona (incluidos el Supervisor de Operaciones y los Operadores CCO), y las relaciones con los terceros que interactúan con el Sistema de Transmisión.</p> <p>En la subestación Diego de Almagro se considera un operador II de subestación. Se estima necesario mantener un turno de cuatro operadores, tipo I, y no incluir un operador tipo II. Se necesita experiencia en los operadores ya que la subestación Diego de Almagro tiene una ubicación geográfica distante y se requiere experiencia por la activa participación de estos profesionales en recuperaciones de servicio, y</p>	<p>cuatro, para la oficina central.</p> <p>b3.- Se solicita la inclusión de un cargo de Jefe De Operaciones en cada Centro de Operación (5)</p> <p>b4.- Se solicita agregar tres operadores tipo I y no considerar un operador II en la subestación Diego de Almagro</p> <p>b5.- Se solicita incorporar dos operadores tipo I en la subestación Itahue.</p> <p>b6.- Se solicita agregar cuatro operadores tipo I y no considerar operadores tipo II en la subestación Charrúa</p> <p>b7.- Se solicita agregar un operador tipo II en la subestación Quillota</p> <p>b8.- Se solicita agregar un operado tipo II en la subestación Nogales</p> <p>b9.- Se solicita la incorporación de dos posiciones de analista de actualización de procedimientos, uno de ellos senior</p> <p>b10.- Se solicita la incorporación de dos posiciones de analista de gestión de calidad y una posición de Jefatura para estas actividades</p>	
--	--	--	--	--	--

			<p>por la complejidad de las maniobras que se podría requerir.</p> <p>En la subestación Itahue el Consultor no contempla operadores. Esta subestación es semiatendida, cuenta con operadores de 07:30 a 20:30 hrs., de lunes a domingo. Se considera necesario mantener una dotación de dos operadores, tipo I. Se requiere experiencia por su participación en recuperaciones de servicio. Además, en caso de ausencias por enfermedad o vacaciones, es necesario contar con la dotación adicional que se propone.</p> <p>En la subestación Charrúa el Consultor contempla cuatro operadores, dos tipo I y dos tipo II. Es necesario mantener un turno de 24 horas con seis operadores, tipo I, por su participación en recuperaciones de servicio, ya que la subestación Charrúa corresponde a un punto importante dentro del sistema troncal y tiene una ubicación geográfica, alejada de otros centros de operación de apoyo. Además, en caso de ausencias por enfermedad o vacaciones es necesario contar con la dotación adicional para reemplazo</p> <p>En la subestación Quillota el Consultor no contempla operadores. Esta subestación es semiatendida, cuenta con un operador de 08:00 a 18:00 hrs., de lunes a viernes. Se considera necesario mantener esta dotación por su ubicación geográfica alejada de otros centros de operación y por su participación al momento de realizar acciones de recuperación de servicio</p> <p>En la subestación Nogales el Consultor no contempla operadores. Esta subestación es semiatendida, cuenta con un operador de 08:00 a 18:00 hrs., de lunes a viernes. Se considera</p>		
--	--	--	--	--	--

				<p>necesario mantener esta dotación por su ubicación geográfica alejada de otros centros de operación y por su participación al momento de realizar acciones de recuperación de servicio</p> <p>El Consultor dentro de su análisis no considera la inclusión de la posición de un especialista necesario para la revisión y actualización de las Normas y Procedimientos de la empresa. Esta actividad es crucial para adaptar todo el sistema normativo interno a las modificaciones físicas, tecnológicas y legales del Sistema de Transmisión.</p> <p>Por otra parte, el Consultor tampoco considera la necesidad de certificación de calidad. Esta actividad es indispensable para asegurar que la operación del sistema de Transmisión sea altamente confiable y se mantenga así en el tiempo en un proceso de mejoramiento continuo, que aporte al objetivo de disminuir la probabilidad de fallas en el sistema Troncal.</p>		
113	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	<p>Parte B2: Determinación del Coma</p> <p>2. Dimensionamiento y remuneración del personal</p> <p>2.2. Estudio de Remuneraciones</p> <p>2.2.4 Compensación Bruta</p> <p>Páginas 270-287</p>	<p>De los costos empresas detallados por el Consultor podemos ver que se incluyen los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sueldo Base • Asignaciones Tributables • Asignaciones No Tributables • Gratificaciones y Bono no Garantizados • Renta Variable no Garantizada • Comisiones e Incentivos de Ventas • Otras Remuneraciones • Imponibles y Tributables • Beneficios (Asistencia Médica, • Gratificaciones, Alimentación, Seguro de Vida, Licencias Medicas, Asignación de Matrimonio, Sala Cuna, 	<p>De la respuesta que otorga el Consultor y previo análisis de la encuesta SIREM XXI con el corte especial solicitado por el Consultor y adquirido por se desprende lo siguiente:</p> <p>La aseveración relacionada con la duplicidad de beneficios es incorrecta, para ello en Anexo N° 17 se adjunta el listado de componentes que se incluyen dentro del estudio de</p>	<p>Como ha sido explicado detalladamente en el Informe Final Parte II, la compensación bruta considerada en la CTT corresponde a la suma de tres componentes: la remuneración bruta, los beneficios eventuales y los beneficios no constitutivos de renta.</p> <p>La remuneración bruta corresponde a la suma de componentes pagados en dinero que recibe un trabajador. Se adjunta el listado de componentes de la remuneración bruta de la encuesta SIREM XXI, el que fue proporcionado por la empresa Price al Consultor.</p> <p>Por su parte, los beneficios eventuales o adicionales corresponden a beneficios que</p>

				<p>Asignación de Nacimiento, Vestuario e Indemnización por años de servicio)</p> <p>De acuerdo al detalle anterior podemos ver que no son considerados costos de mano de obra que son, POR LEY, de cargo del empleador:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Seguro de Invalidez y Supervivencia (aplicable a las empresas con más de 100 trabajadores desde año 2009). • Seguro de Cesantía. • Costo de Mutualidad por cada trabajador contratado. <p>Adicionalmente a los costos antes mencionados es importante destacar que dada las actividades que se realizan tanto de mantenimiento como de intervención del sistema Troncal, es necesario considerar costos de sobre tiempos, dado que las actividades antes mencionadas se realizan los fines de semana o durante la noche (fuera del horario normal de trabajo)</p>	<p>remuneraciones de la encuesta SIREM XXI, dicho listado fue otorgado directamente por la empresa Price. En el podemos ver que no son considerados en los valores entregados por la encuesta, los beneficios relacionados con:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Seguros de salud. • Seguros de Vida. • Colación. • Asignaciones de Escolaridad. • Asignaciones de Nacimiento. • Asignaciones de Matrimonio. • Asignaciones de Defunción. • Vestuario. • Indemnización por años de Servicio. <p>Se solicita la inclusión de dichos beneficios dado que más del el 60% de las empresas de tamaño medio grande los otorgan.</p> <p>A modo de ejemplo de lo anterior, y realizando los cálculos con los topes legales correspondientes sujetos a las</p>	<p>algunas empresas otorgan a sus trabajadores y que no están incluidos en la remuneración bruta de la encuesta. Estos beneficios el Consultor los ha incluido directamente en la planilla de remuneraciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Asignación de matrimonio • Asignación de nacimiento • Sala cuna • Seguro de Invalidez • Seguro de Cesantía • Costo de mutualidad <p>Por último, los beneficios no constitutivos de renta corresponden a beneficios que el trabajador no recibe directamente en dinero, pero que sí significan un costo para la empresa. Estos beneficios han sido incluidos como costos de administración de la CTT y no forman parte de la compensación bruta percibida por los trabajadores de la CTT. Estos beneficios son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Alimentación (vales de almuerzo) • Indemnización por años de Servicio • Uniforme para secretarias • Vestimenta operarios <p>Por lo anterior, el Consultor ha cuantificado los beneficios utilizando la información entregada por la empresa Price. A modo de ejemplo, la encuesta SIREM XXI cuantifica el beneficio de alimentación de acuerdo a la siguiente clasificación para empresas de tamaño medio grande (clasificación pertinente para la CTT):</p> <table border="0"> <tr> <td>Ejecutivos</td> <td>\$1696</td> </tr> <tr> <td>Jefaturas y Profesionales</td> <td>\$1389</td> </tr> </table>	Ejecutivos	\$1696	Jefaturas y Profesionales	\$1389
Ejecutivos	\$1696									
Jefaturas y Profesionales	\$1389									

				<p>remuneraciones informadas en la encuesta ocupada por el Consultor, los costos de algunos de los beneficios antes nombrados son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Seguro de Cesantía = US\$ 173.357 • Seguro SIS = US\$ 87.492 • Mutua = US\$ 68.621 • Colación = US\$ 200.470 (costo de \$3.000 pesos diarios, por 11 meses y 18 días por mes) <p>Como se ve, sumando solo estos cuatro beneficios el costo anual total es de US\$ 563.833, lo que arroja un costo superior a lo informado por el Consultor de US\$ 456.517.</p> <p>Por lo anterior se solicita la incorporación de los beneficios eliminados por el Consultor.</p> <p>En su respuesta el Consultor menciona que el costo de sobretiempos se encuentra reflejado en la encuesta de</p>	<table> <tr> <td>Operarios</td> <td>\$1411</td> </tr> <tr> <td>Administrativos</td> <td>\$1393</td> </tr> </table> <p>Con ello, y de acuerdo a la estructura organizacional determinada por el Consultor, este beneficio tiene un costo anual para la CTT de US\$ 137.882.</p> <p>Respecto a las horas extraordinarias, el Consultor basa sus afirmaciones en información entregada por la propia empresa Price. En Anexo del informe que contiene el listado de elementos que componen la remuneración bruta, aparece el ítem “horas extraordinarias”, como parte de “otros imponderables y tributables”. Consultada la empresa Price acerca de cómo se considera este ítem dentro de la remuneración bruta, ésta señala que cuando un cargo presenta pago por este concepto, mensualiza el promedio de los costos de horas extraordinarias de los últimos tres meses anteriores a la elaboración de la encuesta y los incluye en la remuneración bruta.</p> <p>El consultor entiende que al utilizar una encuesta de remuneraciones que incluye el ítem de horas extraordinarias, se refleja razonablemente, a nivel de empresa, el sobre costo que tiene el trabajo extraordinario de algunos trabajadores.</p>	Operarios	\$1411	Administrativos	\$1393
Operarios	\$1411								
Administrativos	\$1393								

					<p>remuneraciones SIREM XXI, al consultar con la empresa Price (dueña de dicha encuesta) acerca de este ítem su respuesta fue negativa, indicando que solo las remuneraciones fijas y seguras son consideradas en la encuesta y las horas extras no tienen ninguna de estas características, adicionalmente hacen alusión a que incorporar este ítem dentro de una encuesta de remuneraciones es un error grave metodológico.</p> <p>Por lo anterior se solicita la incorporación del costo de Sobretiempos correspondiente a un monto anual de US\$ 439.564. Dicho monto se basa en el detalle de horas destinadas a mantenimientos e intervenciones del sistema troncal de Transelec que ascienden a 22.954 horas.</p>	
114	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B2: Determinación del Coma 3. Valorización de las Actividades del Coma 3.2. Valorización	En la planilla de cálculo "Costo Mantenimiento Correctivo Líneas.xls". No están considerados todos los mantenimientos extraordinarios que se realizan a las líneas troncales, aún cuando el Consultor, en su respuesta a las observaciones anteriores, señaló que se consideraría (ver respuesta a Observaciones Informe 2, observación N°	Se solicita incorporar efectivamente en la valorización del COMA los costos de las actividades desarrolladas como mantenimiento extraordinario, realizadas a instalaciones troncales	No se acoge la observación. En el Informe Final Parte II se han incluido todos los mantenimientos extraordinarios realizados durante el período 2006 - 2009 en las instalaciones definidas como Troncal para el Sistema Interconectado Central. Estos mantenimientos extraordinarios se obtuvieron de la planilla Excell "Mantenimiento

			de las Actividades de Mantenimiento 3.2.2 Mantenimiento de Equipos de S/E y Líneas de Transmisión del STT. Páginas 291-302	4.101)	en el periodo 2006 – 2009, el monto actualizado asciende a US\$ 92.700 anuales.	Extraordinario Troncal.xls", y se encuentran valorizados en el mantenimiento correctivo de equipos.
115	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B2: Determinación del Coma 3. Valorización de las Actividades del Coma 3.2. Valorización de las Actividades de Mantenimiento 3.2.2 Mantenimiento de Equipos de S/E y Líneas de Transmisión del STT. Páginas 291-302	En la planilla de cálculo "Costo Mantenimiento Correctivo Líneas.xls". Los costos de mantenimientos extraordinarios, que debiesen considerarse como costos de mantenimientos correctivo de líneas, no están actualizados para expresarlos en moneda de diciembre 2009, aún cuando el Consultor, en su respuesta a las observaciones anteriores, señaló que se consideraría (ver respuesta a Observaciones Informe 2, observación N° 4.102).	Se solicita incorporar efectivamente la actualización de costos al momento de considerar los costos de mantenimiento extraordinario en la valorización del COMA.	Se acoge la observación. Los valores se han actualizado a diciembre de 2009.
116	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B2: Determinación del Coma 3. Valorización de las Actividades del Coma 3.2. Valorización	Planilla de cálculo "Corte de Arboles ETT 2010.xls". En la revisión de la hoja "Vegetación Solo Troncal" se puede observar que el Consultor no considera los siguientes costos: <ul style="list-style-type: none"> • Brigada corte, poda, retiro material (\$128 millones/año), equivalentes a la proporción empleada en el trabajo 	Incorporar en la valorización del ítem Corte de árboles los siguientes costos informados en la planilla de cálculo "Corte de Arboles ETT 2010.xls" y que también	El Consultor, en su evaluación, ha centrado el Corte de Árboles en aquellas especies que alcanzan 10 metros de altura porque son aquellos que están al borde de la franja de seguridad (mínimo 20 metros desde el eje de la línea), los cuales al superar esta altura pueden caer sobre los conductores y provocar un daño a la línea y, por ende, al sistema. Los árboles

			<p>de las Actividades de Mantenimiento 3.2.2 Mantenimiento de Equipos de S/E y Líneas de Transmisión del STT. Páginas 291-302</p>	<p>de corte de árboles hasta 10 metros.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Trabajo de corte de árboles hasta 10 metros (\$77 millones/año) • Corte de renuevos (\$1,5 millones/año) <p>Estas obras corresponden a mantenimientos ejecutados en la franja de seguridad producto de la vegetación, efectuados con el contratista a través de los contratos SM2004 y SM2008.</p>	<p>corresponden al mantenimiento de la franja de seguridad:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Brigada corte, poda, retiro material (\$128 millones/año) • Trabajo de corte de árboles hasta 10 metros (\$77 millones/año) • Corte de renuevos (\$1,5 millones/año) 	<p>dentro de la franja de seguridad deben ser mantenidos hasta una altura de 4 metros y su mantenimiento corresponde al ítem roce franja de servidumbre.</p>
117	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	<p>Parte B2: Determinación del Coma 3. Valorización de las Actividades del Coma 3.2. Valorización de las Actividades de Mantenimiento 3.2.2 Mantenimiento de Equipos de S/E y Líneas de Transmisión del STT. Páginas 291-302</p>	<p>En la planilla de cálculo “Corte de Arboles ETT 2010.xls”. En la revisión de la hoja “Vegetación Solo Troncal” se puede observar que para estos trabajos los valores se encuentran actualizados mediante IPC, aún cuando las U.O. se encuentran actualizadas según los valores del contrato de mantenimiento vigente.</p>	<p>Para la valorización de las tareas de corte de árboles se solicita emplear valores de unidades de obra de los contratos vigentes a diciembre de 2009 en vez de valores actualizados por IPC, en el caso de aquellas unidades de obra que continúen vigentes.</p> <p>Al existir un cambio de contrato los valores de estos son negociados y por lo tanto no son actualizados mediante IPC, sino de acuerdo a la valorización producto del proceso de cambio, por lo que la actualización debe realizarse basándose en el cambio</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Las actividades de corte de árboles se han valorizado utilizando los valores de unidades de obra de los contratos vigentes a diciembre de 2009.</p>

					de contrato.	
118	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B2: Determinación del Coma 3. Valorización de las Actividades del Coma 3.2. Valorización de las Actividades de Mantenimiento 3.2.9 Mantenimiento de Telecomunicaciones Mantenimiento Preventivo Sistemas de Telecomunicaciones. Páginas 305-307	Para determinar el costo de mantenimiento de las instalaciones de Telecomunicaciones, el Consultor se basa en los contratos vigentes informados por Transelec. Declara reconocer sólo el 85% de los costos de dichos contratos porque el resto representa las instalaciones no pertenecientes al SIC. Posteriormente a dicho costo le vuelve aplicar una prorrata de 51%, asimilándolo a instalaciones comunes de subestaciones, suponiendo que los contratos ya depurados sirven a instalaciones de subtransmisión y adicionales.	Se solicita revisar el criterio de asignación del costo de los contratos de mantenimiento de telecomunicaciones al sistema troncal, no aplicando la prorrata correspondiente a instalaciones comunes de subestaciones.	No se acoge la observación. El Consultor entiende que el contrato de mantenimiento de las instalaciones de telecomunicaciones informado por TRANSELEC, es un contrato “de prestación de servicios de mantenimiento a los sistemas de telecomunicaciones de Transelec S.A.” En consecuencia, el contrato no viene depurado por tipo de instalación como ala empresa de referencia señala. El 85% representa el mantenimiento de las instalaciones de Telecomunicaciones que están en el SIC, desde subestación Paposo (no troncal), hasta el cruce del canal de Chacao, incluyendo la central Canutillar. La prorrata troncal y no troncal aplicada por el Consultor se justifica porque, tanto en el contrato como en el inventario, se observa que el sistema de microondas declarado es el único sistema de microondas de Transelec, y por lo tanto, es un soporte para todas las instalaciones de dicha empresa.
119	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	Parte B2: Determinación del Coma 3. Valorización de las Actividades del Coma 3.3. Valorización de las Actividades de Administración Inversión y	Adicionalmente a lo ya señalado en las observaciones del segundo informe de avance del estudio, nos permitimos insistir en que el sistema FLEXLINE ERP no cubre ni asegura una correcta y eficiente gestión considerando el tamaño de la empresa y su complejidad administrativa y operacional. Independiente al tamaño de empresa al que está dirigido un ERP (Flexline está orientado a pequeñas y medianas empresas) las principales diferencias entre FLEXLINE ERP y SAP ERP van por el lado de las funcionalidades que ofrecen y cómo éstas resuelven la problemática	Considerar la compra y mantenimiento del Software SAP como ERP de la empresa, éste resuelve de manera eficiente la gestión administrativa y operacional de la compañía brindando confiabilidad y cobertura a los requerimientos funcionales de todas las áreas de la empresa,	El Consultor ha adquirido mayor conocimiento en materia de ERP, mediante la asesoría de un experto en estos sistemas de gestión. Luego de un estudio y análisis de la potencialidad y alcance de los sistemas Flexline ERP, el Consultor ha concluido que es adecuado y se ajusta razonablemente a las necesidades de gestión de una empresa que administra, opera y mantiene las instalaciones troncales existentes. Salvo el módulo de mantenimiento, Flexline ERP cubre las necesidades de:

		<p>Gastos en Informática</p> <p>Páginas 310-312</p>	<p>de administración, operación y mantenimiento de una empresa. En ese particular, existe un módulo que FLEXLINE ERP no posee y que si contempla SAP ERP, es el MODULO DE MANTENIMIENTO, que resulta clave y fundamental para una empresa que dentro de su core business está la administración, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión eléctrica.</p> <p>El módulo de mantenimiento es el responsable de gestionar todo el ciclo del mantenimiento, tanto preventivo como correctivo. Este módulo además se integra naturalmente con otros de SAP ERP como Contabilidad, RRHH, Compras y Gestión.</p> <p>A continuación, una descripción de los principales Procesos, Funcionalidades y Usos que se le da al Módulo de Mantenimiento de SAP en TRANSELEC y que con Flexline no sería posible:</p> <p>1.- Gestión de Datos Técnicos de los Equipos e Instalaciones sujetas a Mantención. Creación de Ubicaciones Técnicas.</p> <p>Para la formación de la base de datos con los componentes de Líneas, Equipos Primarios, Sistemas de Control, Telecomunicaciones y Operación, es necesario definir y crear las Ubicaciones Técnicas que definirán la estructura de datos y su dependencia técnica y jerárquica, así como su asociación con los centros logísticos y de planificación.</p> <p>Los datos Generales, de Emplazamiento, de Organización y de Características, deben ser ingresados junto con la creación de la nueva Ubicación Técnica.</p> <p>Todo el inventario de Líneas y Operación está</p>	<p>específicamente las relacionadas a la operación y mantenimiento de equipos e instalaciones, funcionalidad que no posee Flexline.</p> <p><u>Valores referenciales:</u> Cantidad de Usuarios: 80 Licencia: USD 3.500/Usuario Licencia Base de Datos: 11% valor total licencias Mantenimiento Anual: 22% valor total licencias</p> <p>PD: Los usuarios del ERP contemplados son las distintas gerencias y jefaturas de la empresa, el área de finanzas y contabilidad, recursos humanos, compras, informática (parcialmente), comercial (parcialmente), analistas de explotación, supervisores de operación y mantenimiento, jefes y analistas administrativos.</p> <p>Considerar además una mayor cantidad de horas de Consultoría por concepto de mantención, y mejora continua del sistema ERP tomando en</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Gestión • Activo Fijo • Depreciación • Contabilidad • Presupuesto • Tesorería • Facturación • Compras • Remuneraciones <p>Los expertos de Flexline ERP confirman que este soporte informático puede administrar el mantenimiento de instalaciones haciendo uso de una extensión del módulo de activo fijo, el que está incluido en la valorización incorporada e el modelo.</p> <p>Por otra parte, a juicio del Consultor, la programación y el control de las actividades de mantenimiento y de operación, se puede realizar indudablemente con la herramienta EXCEL, incluida en las licencias office.</p>
--	--	---	---	--	--

			<p>estructurado en Ubicaciones Técnicas.</p> <p>Creación de Equipos</p> <p>La base de datos de Equipos Primarios, de Sistemas de Control y Telecomunicaciones, está estructurada en base a Equipos SAP, montados en Ubicaciones Técnicas. La incorporación de nuevos Equipos se debe efectuar inmediatamente después de su puesta en servicio. Previo a la creación de un nuevo Equipo, se debe verificar que exista la Ubicación Técnica donde será montado, si ésta no existe se debe solicitar su creación.</p> <p>Los datos de Generales, de Emplazamiento, de Organización y de Características, deben ser ingresados junto con la creación de un nuevo equipo.</p> <p>1.1 Creación de Planes de Mantenimiento</p> <p>Para dar cumplimiento a los planes de mantenimiento definidos por el área, en SAP se definen varios elementos por separados y que en su conjunto dan origen a los planes de mantenimiento. Se deben crear hojas de ruta que contengan las pautas a aplicar en cada objeto técnico, las frecuencias que indican la periodicidad y su estrategia de mantenimiento. Estos elementos conjugados entre sí, mas información propia funcional (Clase de orden de mantenimiento, prioridades, normas de liquidación), dan origen a los Planes de Mantenimiento</p> <p>Creación de nuevas Hojas de Ruta Genéricas por tipo de Línea o Equipos</p> <p>Cuando se incorporan nuevas Líneas o Equipos primarios a la explotación, de un tipo no clasificado dentro de las Hojas de Ruta vigentes</p>	<p>cuenta que los servicios de informática están en su mayoría tercerizados.</p> <p>La propuesta es considerar a lo menos 32 HH mensuales por módulo, es decir un promedio de 256 HH Consultor/mes para todos los módulos del ERP.</p>	
--	--	--	---	--	--

			<p>en Transelec, es necesario crear las Hojas de Ruta genéricas de acuerdo a las características de las Líneas o Equipos, instrucciones del fabricante y experiencia de TRANSELEC.</p> <p>El servicio que se asigne a las Hojas de Ruta, se seleccionará de las Unidades de Obra incluidas en los Contratos de Mantenimiento, si no existe la que corresponda, se creará una nueva y luego de su cotización con el Contratista de Mantenimiento, se incorporará al Contrato marco de la Administración. Las Hojas de Ruta de la Actividad de Sistemas de Control, no tienen asociadas Unidades de Obra, debido a que este Mantenimiento es efectuado con personal propio, así la valorización de las Ordenes de Mantenimiento se obtiene de las Horas Hombre y valor de la tarifa del Puesto de Trabajo del Grupo de Planificación.</p> <p>Creación de nuevos Planes de Mantenimiento por Línea o Equipo Cuando se incorporan nuevas Líneas o Equipos primarios a la explotación, es necesario crear Planes de Mantenimiento individuales para cada Línea o Equipo, con sus hojas de ruta y posiciones de mantenimiento. La fecha de última intervención (inicio de ciclo), intervalo de toma, horizonte de apertura, objeto de referencia (ubicaciones técnicas o equipo) y datos de Planificación, deben incluirse en el nuevo Plan</p> <p>1.2 Programación Mantenimiento Preventivo y Desconexiones Generación Programa de Mantenimiento Preventivo Anual</p> <p>Al final de cada año se procede a Generar las Ordenes de Mantenimiento, que dan forma al</p>		
--	--	--	--	--	--

			<p>Programa de Mantenimiento del próximo año, para todas las Administraciones Regionales. Una vez generadas estas órdenes, durante el mes de enero, será responsabilidad de los Supervisores de Mantenimiento, verificar que no existan Ordenes faltantes o en exceso y modificar las fechas de inicio extremo de acuerdo a la disponibilidad de las instalaciones, complementariamente se crean en forma individual algunas Ordenes de Mantenimiento Preventivo que los Supervisores encuentran faltantes.</p> <p>En base a las Órdenes de Mantenimiento que pertenezcan a equipos o líneas del Plan Anual de Desconexiones (PAD) y cuyos Planes de Mantenimiento se hayan identificado con desconexión requerida, se creará el Plan de Desconexiones de cada Administración, el cual se informará a Operación para la generación del PAD que se debe informar al CDEC.</p> <p>1.3 Gestión de MCC y MCP (Correctivo) Avisos - Fallas y Anormalidades</p> <p>En Mantenimiento, se ingresarán las fallas y anormalidades de Equipos o Líneas, con la contabilización de los recursos empleados y la emisión de órdenes de trabajo cuando corresponda.</p> <p>En Mantenimiento se ingresa la Información de Fallas y Anormalidades de equipos, líneas, esquemas de control o sistemas de telecomunicaciones, dando forma a una base de datos desde donde se extraerá la Información necesaria para la obtención de los Índices de Calidad de los Equipos y del Mantenimiento.</p> <p>Fallas : En el ambiente SAP de</p>		
--	--	--	--	--	--

			<p>Mantenimiento, las fallas de equipos o líneas, reciben el nombre de Avisos de Falla y están clasificados como Avisos clase MF.</p> <p>Anormalidades : Las anomalías de equipos u observaciones de líneas, reciben el nombre de Avisos de Actividad y están clasificados como Avisos clase M3.</p> <p>Generación del mantenimiento correctivo programado</p> <p>En base al resultado de las anomalías detectadas en el Mantenimiento Preventivo y la Operación de las instalaciones, entre diciembre y enero de cada año se deben crear Ordenes de Mantenimiento Correctivo Programado para las anomalías y fallas cuya fecha límite de solución este dentro del año a programar. Estas órdenes se agregan al Mantenimiento Correctivo Programado, se adicionan al programa anual de mantenimiento.</p> <p>La valorización de la mayoría de las órdenes de Mantenimiento Correctivo, se obtiene de las Unidades de Obra incluidas en el Contrato marco, el resto debe acordarse con el Contratista de acuerdo al alcance del trabajo a realizar. El valor de las Ordenes de Mantenimiento Correctivo Programado de la Actividad de Sistemas de Control, se obtiene de las Horas Hombre y el valor de la tarifa del Puesto de Trabajo</p> <p>Generación del mantenimiento correctivo.</p> <p>Las órdenes de Mantenimiento Correctivo y otros trabajos no programados se generan individualmente por los Supervisores de Mantenimiento, para la corrección de las fallas y anomalías detectadas en las Líneas y Equipos. La responsabilidad del Tratamiento de</p>	
--	--	--	--	--

			<p>las órdenes de Mantenimiento, es de responsabilidad de los Supervisores de Mantenimiento. El tratamiento comprende la apertura, liquidación, cierre técnico y cierre comercial de las órdenes.</p> <p>Distinción entre Fallas o Anormalidades</p> <p>La clasificación de Fallas o Aviso de Avería (MF), se asignará a una línea o equipo, cuando éste queda fuera de servicio o con restricciones en su operación en forma permanente o transitoria.</p> <p>La clasificación de Anormalidad o Aviso de Actividad (M3), se asignará a una línea o equipo, cuando luego de un problema, continúa en servicio sin restricciones. También se tratan como Anormalidad o Avisos de Actividad, los problemas que sufran los equipos auxiliares y que no provoquen indisponibilidad o restricciones en instalaciones primarias .</p> <p>1.4 Informe de Gestión de Operaciones Avisos, Fallas y Anormalidades</p> <p>A continuación se describe una serie de los principales reportes e indicadores que dan soporte a las labores diarias de Operaciones e informes de Gestión</p> <p>Informe de Desconexiones</p> <p>Es un listado por periodos de todas las desconexiones forzadas o programadas de las instalaciones del árbol T2 ó N2. Tiene un listado de filtros por Sociedad, UT, Origen, centro de Gestión, Periodo, Retiro. Este listado tiene los siguientes datos:</p>		
--	--	--	--	--	--

				<ul style="list-style-type: none">• Subestación: corresponde al emplazamiento de la ubicación técnica.• Descripción: Campo estándar del aviso.• Instalación: Denominación de la ubicación técnica.• Tensión: Corresponde al campo tamaño/dimensión de la ubicación técnica.• Fecha inicio, Fecha fin, hora inicio, Hora fin: Campos estándar del aviso.• Duración: Campo estándar del aviso en minutos.• Origen: Corresponde a un campo estándar del aviso, modificado su nombre a "Origen indisponibilidad".• Causa genérica: Corresponde a un campo estándar de la pestaña Posición del aviso, con su nombre modificado.• Causa específica: Corresponde al campo estándar texto, de la pestaña posición del aviso.• Retiro: Corresponde a un campo estándar de la pestaña Posición del aviso, con su nombre modificado.• Potencia interrumpida: Campo estándar de la pestaña posición, con su nombre modificado.• Energía no suministrada: Cálculo basado en la fórmula de potencia * tiempo en horas.• TEI: Cálculo basado en la fórmula de potencia*tiempo en minutos dividido		
--	--	--	--	--	--	--

				<p>por la demanda máxima maximorum del periodo.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Duración PR: Corresponde a la duración de la interrupción del punto de retiro. • Fecha inic PR, Fecha fin PR, Hora inicio PR, Hora fin PR: Idem a duración PR. <p>Demandas Máximas Aplicación desarrollada para ingresar las demandas máximas del mes en las diferentes administraciones regionales y de Transelec total, se utilizada para el cálculo del TEL.</p> <p>Interrupciones Aplicación desarrollada para visualizar los siguientes índices; en el periodo seleccionado; que son calculados a partir de los avisos ZF (desconexión forzada de instalaciones), y ZP (desconexión programada de instalaciones):</p> <ul style="list-style-type: none"> • MOM: Número de interrupciones momentáneas (menores o iguales a tres minutos). • SOS: Número de interrupciones sostenidas (mayores a tres minutos). • FIM: Frecuencia de interrupciones momentáneas, que se obtiene a partir de la fórmula Número de interrupciones momentáneas/ número puntos de retiro activos en el periodo. • FIS: Frecuencia de interrupciones sostenidas, que se obtiene a partir de la fórmula Número de interrupciones sostenidas/ número puntos de retiro activos en el periodo. 		
--	--	--	--	---	--	--

			<ul style="list-style-type: none"> • TIS: Suma de los tiempos de las interrupciones sostenidas del periodo. • TRS: Tiempo promedio de recuperación de servicio <p>TEI (Tiempo de Equivalencia de Interrupción) Aplicación utilizada para visualizar los TEI de los Puntos de Retiros en el periodo seleccionado.</p> <p>Ingreso de Avisos Aplicación utilizada para ingresar en los avisos de fallas, las protecciones operadas en la falla según su nomenclatura NEMA. Permite el listado de las fallas seleccionando la protección para obtener una estadística por el tipo de falla.</p> <p>Envío de Avisos al CDEC-SIC Aplicación que permite enviar los avisos de Interrupción y de mantenimiento programado a la base de datos del CDEC-SIC, ayudado por un programa de comunicaciones que también trae de la base de datos del CDEC-SIC el número asignado y el estado de aprobación por parte de este organismo. Esta transacción permite filtrar los avisos por estado de aprobación dentro de Transelec, Periodo, Sociedad, Centro de Gestión principalmente.</p> <p>Puntos de Retiro Esta aplicación permite ingresar al catálogo de Puntos de Retiro las fechas de vigencia y eliminación de un punto de retiro, con la finalidad de obtener una exactitud en los cálculos en las fórmulas que hacen referencia a la cantidad de PR efectivamente vigentes en el periodo.</p>		
--	--	--	---	--	--

Índice de Mantenimiento de las Instalaciones

Esta aplicación permite visualizar los índices de mantenimiento de las instalaciones, sin considerar los Puntos de Retiro; filtrados por Sociedad y periodo. Estos índices son los siguientes y son presentados por gerencia zonal y por el total de Transelec:

TIF: Tiempo total de indisponibilidad forzada (hrs)

TIP: Tiempo total de indisponibilidad programada (hrs)

IIF: Índice de indisponibilidad forzada, según fórmula siguiente:

$$IIF = \frac{TIF}{TDT} \times 100$$

Siendo TDT definido como: Tiempo disponibilidad total que corresponde al número de instalaciones del área en estudio (SIT, Administración Regional, etc.) multiplicada por las horas del periodo

IIP: Índice de indisponibilidad programada, según fórmula siguiente:

$$IIP = \frac{TIP}{TDT} \times 100$$

Informe de Avance de Mantenimiento Preventivo

Indicando el mes y el año, el informe muestra todas las órdenes de mantenimiento preventivo que forman parte del programa de mantenimiento preventivo cíclico, definido al inicio de cada año.

Planes de Mantenimiento Preventivo

Genera listado de planes de mantenimiento preventivo tanto para equipos, líneas, sistemas de control y protección.

120	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	<p>Parte B2: Determinación del Coma</p> <p>3. Valorización de las Actividades del Coma 3.3. Valorización de las Actividades de Administración</p> <p>Inversión y Gastos en Informática</p> <p>Páginas 310-312</p>	<p>Además del sistema ERP, insistimos en que sean consideramos otros aplicativos como necesarios para una correcta gestión administrativa del Sistema de Transmisión Troncal. Estos son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Gestión Digital de Documentos: La justificación de un sistema de este tipo es el control y gestión del alto volumen de documentos que se manejan, tanto administrativos (informes CDEC, cartas, contratos y otros documentos) como operacionales (planos de instalaciones, normas técnicas, especificaciones, etc.). • Sistema de Información Geográfico (SIG): Este sistema integra los datos, hardware, software y otros recursos para capturar, gestionar, analizar y mostrar los diferentes tipos de información de nuestras instalaciones geográficamente referenciadas. <p>En la Operación este sistema entrega funcionalidades tales como la gestión de predios y servidumbres vinculadas a líneas de transmisión, manejo de eventos geográficos y rutas vía (ej. singularidades de acceso), manejo de vegetación dentro y alrededor de la franja de las líneas de transmisión, la creación de diagramas unilineales de planificación y el manejo de datos históricos de los activos.</p> <p>Además puede desplegar advertencias del comportamiento histórico de los alrededores de las instalaciones (ej.</p>	<p>Considerar la compra y mantenimiento de licencias (de servidor y usuarios) y servicios profesionales para los siguientes sistemas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Gestión Digital de Documentos • Sistema de Información Geográfico (SIG) <p><u>Valores referenciales:</u></p> <p><u>Sistema de Gestión Documental (MS SharePoint)</u></p> <p>Cantidad de Usuarios: 180 Licencia CAL usuario: 80 USD/Usuario Licencia Servidor: 4.500 USD/Servidor</p> <p><u>Sistema de Información Geográfico (ESRI)</u></p> <p>Valor de Licencias</p> <p>Licencia ArcView: USD 4.500 Licencia ArcGIS 3D: USD 4.000</p>	<p>Respecto a las licencias solicitadas en la observación, el Consultor sólo justifica la inclusión de 4 licencias Visio Standard, 4 licencias Project Standard, Winrar para todos los computadores, 4 licencias Autocad LT y una (1) licencia MatLab.</p> <p>Respecto a los sistemas de información geográfico SIG, la descripción técnica que respalda este tipo de softwares, no es suficientemente clara como para justificar su inclusión en la CTT.</p>
-----	---------------	--	---	--	--	---

				<p>áreas de riesgo o conflicto), el despliegue de alarmas de inspección y operación, con plazos para regularizar (ej. control de anomalías, como de vegetación, despliegue de los trabajos hechos y por hacer, la ejecución de análisis de estadísticas de los datos georeferenciados (ej. determinación de la cantidad de equipos en un determinado paño)</p>	<p>Licencia ArcGIS Spatial: USD 4.000 Licencia ArcInfo: USD 19.000</p> <p>Cantidad de Licencias:</p> <p>Licencia ArcView: 3 Licencia ArcGIS 3D: 1 Licencia ArcGIS Spatial: 1 Licencia ArcInfo: 1</p> <p>Mantenimiento Anual: 22% valor total licencias</p>	
121	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	<p>Parte B2: Determinación del Coma</p> <p>3. Valorización de las Actividades del Coma 3.3. Valorización de las Actividades de Administración Seguros</p> <p>Páginas 313-314</p>	<p>En el informe N° 2 preliminar se solicitó al Consultor utilizar un valor de prima para estimar los costos de cobertura de los bienes físicos de transmisión, excluidas las líneas, que diera cuenta del aumento de costos de dichas primas producto del terremoto del 27 de febrero pasado.</p> <p>En su respuesta el Consultor señaló que: <i>“Las bases del estudio de transmisión troncal de 2010, establecen que todos los precios utilizados para valorizar tanto el VI (con excepción de las servidumbres, en que se utilizan valores pagados) como el COMA de la CTT, son los precios de mercado vigentes al 31 de Diciembre de 2009.”</i></p> <p>En rigor, las bases establecen que para el cálculo del VI se deben emplear los valores o precios de mercado observados al 31 de</p>	<p>Se solicita revisar la tasa empleada para calcular la prima del seguro por los bienes físicos de subestaciones, conforme a los precios de mercado que actualmente se encuentran vigentes para asegurar las instalaciones en el cuatrienio próximo. Se adjunta Anexo N° 14 “Cotización Bienes Físicos RSA” donde se aprecia que dicha tasa es 2,1 por mil.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Las bases del estudio de transmisión troncal de 2010, establecen que todos los precios utilizados para valorizar tanto el VI (con excepción de las servidumbres, en que se utilizan valores pagados) como el COMA de la CTT, son los precios de mercado vigentes al 31 de Diciembre de 2009.</p> <p>En relación con el COMA, si bien las bases establecen que debe ser expresado en dólares a diciembre de 2009, y por lo tanto, no es explícita en señalar que los precios deben ser los de mercado a esa fecha, por la coherencia que debe tener el estudio, al Consultor no le cabe duda que debe utilizar los precios de mercado a dicha fecha, porque de no ser así, y dado que los precios de mercado son cambiantes en el tiempo, la valorización del</p>

				<p>diciembre de 2009. Para el COMA, en cambio, las Bases no señalan que son los precios de mercado vigentes al 31 de diciembre de 2009, sino que deben ser expresados en dólares a diciembre de 2009.</p> <p>Lo anterior es de toda lógica porque el VI corresponde a la valorización de inversiones realizadas con anterioridad, no así el COMA que debería remunerar los costos eficientes de mantenimiento, operación y administración de la CTT para en el cuadrienio siguiente.</p> <p>Como Transelec se ve enfrentada renovar los seguros por sus instalaciones para los próximos años ha iniciado el proceso de contratación y efectivamente se ha verificado que las tasas de la primas han subido. En Anexo N° 14 “Cotización Bienes Físicos RSA” se incluye una copia de la cotización recibida de la empresa aseguradora RSA donde se aprecia que la Tasa Neta Anual asciende a 2,1 %.</p>		<p>COMA se transformaría prácticamente en un cálculo diario hasta la fecha de la aprobación final del estudio, lo cual es imposible de realizar. Por otra parte, así como unos precios de mercado pueden subir otros pueden bajar, y sería poco serio tener en cuenta solamente aquellos que experimentan alzas.</p> <p>Es así como el Consultor, siguiendo esta lógica, ha valorizado a precios vigentes de mercado a diciembre de 2009, entre otros, las remuneraciones, los contratos de mantenimiento y el seguro de instalaciones.</p> <p>Dado lo anterior, el Consultor se hizo asesorar por la empresa Marsh S.A. Corredores de Seguros, la cual, mediante carta emitida el 18 de Julio del presente año, indicó que la tasa anual estimada de acuerdo al mercado asegurador a Diciembre de 2009, era de 1.75 por mil.</p>
122	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	<p>Parte B2: Determinación del Coma</p> <p>3. Valorización de las Actividades del Coma 3.3. Valorización de las Actividades de Administración</p> <p>Seguros</p> <p>Páginas 313-</p>	<p>Se solicitó al Consultor incorporar en el COMA un monto asociado a los “Daños Emergentes a las Líneas de Transmisión debido a que las empresas de transmisión de electricidad deben enfrentar costos de reparar daños a las líneas de transmisión que no están incorporados en las actividades de mantenimiento correctivo El nivel de riesgo que las líneas de transmisión enfrentan viene dado por actividades de vandalismo, incendios, movimientos sísmicos, interferencia de terceros y robo de conductor, entre otros.</p> <p>Frente al nivel de riesgo en las líneas de transmisión troncal, en su respuesta el</p>	<p>Por lo señalado en la observación se solicita al Consultor que se determine y se incorpore en el cálculo del COMA el costo esperado de los siniestros no considerados en las actividades de mantenimiento correctivo en las líneas de transmisión troncal.</p>	<p>El Consultor solicitó antecedentes a la empresa de referencia respecto de eventos no constitutivos de mantenimiento correctivo ocurridos en los últimos años. El análisis de dichos antecedentes permite al Consultor concluir lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Las instalaciones definidas como troncales en el presente estudio, tienen conductor de aluminio. Por lo tanto, el robo de conductor de cobre no corresponde considerarlo como costo de autoseguro. - Otros eventos declarados por la empresa de referencia, en líneas troncales, involucran montos muy bajos, y no son

			314	<p>Consultor se refirió sólo al posible robo de conductores, indicando que este riesgo no corresponde porque en el caso de las líneas troncales sus conductores son de aluminio y no de cobre.</p> <p>Respecto de otros posibles riesgos el Consultor señaló: <i>“Otros eventos declarados por la empresa de referencia, en líneas troncales, involucran montos muy bajos, y no son recurrentes, por lo que no es posible determinar un costo anual por este concepto.”</i></p> <p>Cabe hacer presente que se trata de reconocer un monto por eventuales daños futuros que puedan sufrir las líneas y no necesariamente los daños pasados.</p> <p>El Panel de Expertos en su Dictamen N° 1/2007 reconoció en el proceso tarifario anterior la solicitud de incorporar un monto de autoseguro para la líneas en la medida que los costos de reparar daños causados por accidentes o siniestros no están incorporados en las actividades del mantenimiento correctivo.</p>		<p>recurrentes, por lo que no es posible determinar un costo anual por este concepto.</p> <p>Por lo anterior, el Consultor no cuenta con antecedentes que le permitan justificar una cifra con respaldo confiable por este concepto, por lo que no lo considera como costo anual en la CTT.</p> <p>Finalmente, el Consultor propone que la empresa de referencia lleve un registro claro de los eventos no cubiertos por los seguros contratados en las instalaciones troncales, de modo que dicha historia permita fundamentar un costo en los futuros estudios de transmisión troncal.</p>
123	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	<p>Parte B2: Determinación del Coma</p> <p>3. Valorización de las Actividades del Coma</p> <p>3.3 Valorización de las Actividades de Administración</p> <p>Financiamiento del CDEC</p>	<p>Se solicitó al Consultor que considere como base para calcular los costos de financiamiento del CDEC-SIC de la empresa de referencia, el promedio anual del presupuesto proyectado por la Dirección de Administración y Presupuesto para el periodo 2011 – 2014, en vez del presupuesto 2010.</p> <p>En su respuesta el Consultor señala que: “Respecto del presupuesto para los años 2011-2014, la carta del CDEC señala que la estimación del presupuesto del CDEC incluye el proyecto SCADA en etapa de análisis, y que los valores (para este ítem) son estimados según primera especificación</p>	<p>Se solicita al Consultor no considerar el presupuesto del CDEC del año 2010 como la mejor representación de los gastos CDEC para los cuatro años siguientes sino los que el mismo CDEC determine para el periodo 2011-2014.</p> <p>En Anexo N° 15 “Presupuesto CDEC-SIC 2011-2014.pdf” se adjunta carta del Director</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El Consultor sostiene que la mejor representación de los gastos del CDEC para el período tarifario 2011-2014, es el presupuesto del año 2010 elaborado por el propio CDEC. Al Consultor no le parece razonable utilizar la proyección contenida en la carta recibida en el Anexo N° 15 para los años 2011-2014, pues la dicha carta señala que la proyección incluye una estimación del proyecto SCADA “que actualmente se encuentra en sus primeras etapas de análisis”, y que dichos valores son estimados según primera especificación funcional.</p>

			Pág. 314	<p>funcional. En consecuencia, el presupuesto del año 2010 es la mejor representación de los gastos del CDEC que se tiene a la fecha y es la que se ha utilizado en el COMA de la CTT.”</p> <p>De acuerdo con las bases técnicas el Estudio de Transmisión Troncal debe calcular los costos de mantención, operación y administración eficientes requeridos para operar, mantener y administrar las instalaciones troncales durante el periodo de cuatro años en que estos valores regirán. Dichos valores deben expresarse en dólares de Estados Unidos de Norteamérica al 31 de diciembre de 2009.</p> <p>El presupuesto del año 2010 del CDEC no es la mejor representación de los gastos que tendrá que enfrentar la CTT durante el periodo de los cuatro siguientes. Dicha mejor representación fue entregada por cada CDEC en las cartas que Transelec hizo entrega al Consultor oportunamente. En todo caso el Consultor podría solicitar directamente dicha información a cada CDEC.</p>	de Administración y Presupuesto del CDEC-SIC con la estimación del presupuesto del organismo para el periodo 2010 – 2014.	
124	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	<p>Parte B2: Determinación del Coma</p> <p>3. Valorización de las Actividades del Coma</p> <p>3.3. Valorización de las Actividades de Administración</p> <p>Otros Costos.</p>	<p>En el proceso de revisión de los costos de administración el Consultor omitió el gasto en Memorias, argumentando que este costo es irrelevante por el carácter social de la CTT.</p> <p>Sin embargo, el artículo N° 7 del DFL N° 4 establece que las empresas de transmisión troncal deben estar constituidas como sociedades anónimas abiertas. Así, la CTT está sujeta a lo dispuesto en la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas, en particular, a lo indicado en el artículo 74 de esa Ley. En ese</p>	Solicitamos incorporar los costos de confección, edición, impresión y distribución de la Memoria Anual entre los gastos de administración de la CTT.	<p>La empresa modelada no necesita tener más de dos accionistas y la memoria requeriría un número reducido de ejemplares para estos accionistas y las autoridades. Los ejecutivos perfectamente pueden recibir una copia digital.</p> <p>En consecuencia, no se acoge la observación.</p>

			<p>Memoria. Página 316</p>	<p>cuerpo legal se establece la obligación de toda Sociedad Anónima Abierta de emitir una Memoria Anual y de hacerla llegar a la Superintendencia de Valores y Seguros y a los accionistas de la empresa, entre otros, en los plazos y forma determinados en el D.S de Hacienda N° 587 de 1982, también conocido como Reglamento de las Sociedades Anónimas.</p> <p>En consecuencia, los gastos que la CCT debe realizar para elaborar, editar, imprimir y distribuir la Memoria Anual es una obligación impuesta a la CCT por las distintas leyes que le son aplicables.</p>		
125	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	<p>Parte B2: Determinación del Coma 3. Valorización de las Actividades del Coma 3.3. Valorización de las Actividades de Administración</p> <p>Responsabilidad Social Empresarial (RSE)</p> <p>Página 316</p>	<p>La RSE es una participación activa y voluntaria al mejoramiento social, económico y ambiental en el ámbito en que se mueve y participa la empresa. Una empresa como la CTT debe establecer relaciones de confianza, transparencia y mutuo beneficio con las comunidades donde efectúa sus labores, además de gestionar los impactos de sus operaciones en la comunidad de manera proactiva. La CTT debe buscar además ser reconocida como un buen ciudadano corporativo a través del mejoramiento de la calidad de vida de su zona de influencia directa (subestaciones).</p> <p>Transelec, como empresa de transmisión troncal, tiene planes de acción de Responsabilidad Social Empresarial. Algunos de los cuales se describen a continuación.</p> <p>1) Sociedad en General: 1.a) Concurso “Innovando con Energía, la Casa Sustentable del Siglo XXI”. Concurso tuvo como objetivo promover la identificación</p>	<p>Se solicita revisar el gasto por concepto de Responsabilidad Social Empresarial ya que, debido a la dispersión geográfica de la compañía de transmisión troncal, y su actitud proactiva en su relación con la comunidad, el monto asignado es insuficiente para cumplir el rol de buen ciudadano y mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades en donde tiene influencia directa la CTT.</p> <p>El Consultor en el informe considera un valor de \$20 millones anuales por concepto de “Responsabilidad</p>	<p>El Consultor reitera que el compromiso de la empresa con el ámbito social debe provenir de su margen y no de la tarifa que pagan los usuarios del sistema troncal.</p> <p>En consecuencia, no se acoge la observación.</p>

			<p>de “artefactos o sistemas” eficientes dentro del hogar. Los mejores proyectos recorren Chile a bordo de la Casa Sustentable del Siglo XXI. Ha sido visitada por 4.000 personas.</p> <p>1.b) Estudio Biodiversidad cerros isla Lonquén y Chena. Estos cerros son 1 de los 25 Hotspots de la biodiversidad mundial. Este estudio se realizó junto con la Universidad Católica y la municipalidad de Calera de Tango.</p> <p>2) Comunidades Vecinas:</p> <p>2.a) Inversión social en Gerencias Zonales. Programa creciendo Juntos orientado principalmente a desarrollar proyectos que apunten a fortalecer a los pequeños proveedores de bienes y servicios.</p> <p>2.b) Recuperación de Espacios Públicos. Programa de mejoramiento del entorno de las subestaciones en conjunto con la comunidad.</p> <p>2.c) Puertas Abiertas. Programa Juega más, cuyo objetivo es formar en hábitos de vida saludable; motivar la práctica deportiva y entregar conocimientos de Educación Física y de alimentación saludable. 730 los alumnos están incluidos en el programa.</p> <p>Programa Mágico Viaje de la Electricidad. La exposición se ha presentado en Coquimbo y La Serena. Ha sido visitada por más de 18.000 personas, desde que se inauguró a fines de año pasado.</p> <p>Una empresa como la CTT, con activos distribuidos a lo largo de todo Chile debe buscar poner en perspectiva el importante rol social que desempeña; es así que la empresa tiene la política de Responsabilidad social Empresarial de BUENOS VECINOS; ya que tiene vasta cobertura en los más de 3.000 kilómetros de territorio que abarca desde</p>	<p>Social Empresarial”. Estimamos que este monto es insuficiente para cumplir con las tareas que demanda esta obligación, ya que un presupuesto para llevar adelante programas de RSE como los descritos supera los \$350 millones de pesos anuales.</p>	
--	--	--	---	--	--

				<p>Arica a Chiloé; presencia en 13 regiones del país e interacción directa con 138 comunas. Por lo que se realiza un trabajo constante en la mitigación de riesgos sociales y ambientales, creando un vínculo dinámico y proactivo con su entorno; desarrollo de iniciativas que contribuyen a mejorar la calidad de vida en las comunidades de influencia directa y del país. En todos estos lugares los vecinos y la compañía han logrado consolidar una convivencia armónica y relaciones de mutuo respeto.</p>		
126	TRANSEL EC	<p>Informe Final Preliminar</p> <p>Parte II</p>	<p>Parte B2: Determinación del Coma</p> <p>3. Valorización de las Actividades del Coma</p> <p>3.3. Valorización de las Actividades de Administración</p> <p>Página 316</p>	<p>El Consultor en el informe final consideró un valor de \$20 millones de pesos anuales por concepto de “Auditorías Externas”. Estimamos que este monto es insuficiente para cumplir con las exigencias para una empresa como la CTT.</p> <p>Como se mencionó anteriormente, el artículo N° 7 del DFL N° 4 establece que las empresas de transmisión troncal deben estar constituidas como sociedades anónimas abiertas. Así, la CTT está sujeta a lo dispuesto en la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas. En ese cuerpo legal se establece la obligación de toda Sociedad Anónima Abierta de emitir estados financieros públicos y auditados.</p> <p>Las nuevas normas internacionales de información financiera (IFRS, por sus siglas en inglés) exigen que una empresa como la CTT tenga una auditoría anual. Una empresa de esta magnitud solo puede ser auditada por una empresa de auditoría de primer nivel (E&Y, Deloitte, PWC, KPMG). Estas empresas de auditoría cobran un monto muy similar (estándar en el mercado) el cual</p>	<p>Se solicita revisar el gasto de Auditorías Externas ya que es insuficiente para cumplir con las exigencias de la normativa IFRS. Una empresa como la CTT pagaría, por concepto de auditorías y asesorías relacionadas, un monto cercano a los \$100 millones anuales.</p>	<p>El Consultor ha comparado lo que requieren empresas reguladas con ingresos de operación fijos y determinados por la autoridad y ha concluido que requiere una empresa de auditoría con honorarios como los señalados en el informe final parte II.</p> <p>En consecuencia, no se acoge la observación.</p>

				<p>asciende aproximadamente a UF 3500 anuales.</p> <p>Además, producto de lo nuevas que resultan en Chile la aplicación de estas normas, es necesario contratar asesorías por IFRS para su correcta interpretación así como asesorías tributarias. Las asesorías para IFRS pueden variar pero por ellas mismas pueden representar \$10 millones. A lo anterior habría que considerar algunas auditorías tributarias por un monto del orden de \$10 millones.</p>		
127	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte II	<p>Parte B2: Determinación del Coma</p> <p>3. Valorización de las Actividades del Coma</p> <p>3.3. Valorización de las Actividades de Administración</p> <p>Patentes Comerciales y Contribuciones</p> <p>Página 316</p>	<p>Transelec considera que el cálculo para el pago de contribuciones hecho por el Consultor es el correcto, ya que una prorrata sobre los terrenos entrega una medida proporcional del pago para la CTT.</p> <p>Sin embargo, utilizar la misma metodología de cálculo para el pago de las patentes, desconoce el hecho de que para una compañía el monto total a pagar por concepto de patentes comerciales depende del capital económico de dicha compañía y no del número de sucursales, oficinas o número de empleados por sucursal.</p> <p>En Anexo N° 16 se adjunta copia del decreto ley 3063 de rentas municipales donde en su artículo 24 se estipula que el monto a pagar por concepto de patentes municipales es entre el 2 y 5 por mil del capital propio y luego explica cómo se determina dicho capital propio.</p> <p>Teniendo en consideración el citado decreto 3063, para el caso de la CTT cuya oficina central el Consultor la consideró ubicada en un sector donde se localizan las oficinas centrales de grandes empresas de este país</p>	<p>Se solicita que se revise el gasto en patentes comerciales de la CTT en base a las disposiciones contempladas en el decreto ley 3063 de rentas municipales.</p>	<p>El Consultor ha hecho una revisión de la ley de rentas municipales y de la valorización de las instalaciones troncales de la CTT, y concluye que, asumiendo un capital propio tributario de KUS\$1,000 al 31 de diciembre de 2009, una tasa de 0,5 por mil y una unidad tributaria mensual de 36,863 a la misma fecha, la CTT debiera pagar un costo anual por concepto de patentes municipales de US\$500,000.</p> <p>Sin embargo, la propia ley, en su artículo 24, establece que “El valor por doce meses de la patente será de un monto equivalente entre el dos y medio por mil y el cinco por mil del capital propio de cada contribuyente, la que no podrá ser inferior a una unidad tributaria mensual ni superior a cuatro mil unidades tributarias mensuales.” En consecuencia, la CTT debe ajustarse al tope estipulado en la ley, valor que asciende a US\$294,051, lo que es equivalente a considerar un capital propio de aproximadamente KUS\$590.</p> <p>En consecuencia, el costo anual por concepto de patentes municipales considerado en la CTT es de US\$294,051, el que será incorporado en el informe final parte II.</p>

				<p>(Las Condes, Providencia, Vitacura), el monto anual a pagar por concepto de patentes se debiera calcular como un 5 por mil (promedio del porcentaje empleado en las comunas citadas para determinar el cargo por patentes municipales) del capital propio de la CTT.</p> <p>De acuerdo con la valorización de las instalaciones troncales realizada por el Consultor, los activos de la CTT ascenderían a 1.416,6 millones de US\$, por lo que su capital propio podría encontrarse entre dicho monto y 1.000 millones de US\$ (considerando un endeudamiento de 3 veces su EBITDA) lo que implicaría un costo anual por patente comerciales entre US\$ 500.000 y US\$600.000</p>		
	TRANSEL EC		5.Observaciones Parte III: Planes de Expansión			
128	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar	General (No respondida anteriormente)	No existe consistencia en cual será el carácter para los separadores de miles y decimales (comas o puntos) en el cuerpo del informe	Se solicita al Consultor que utilice separadores de miles y decimales consistentes en el cuerpo del informe y sus anexos.	En consideración a que existen modelos de cálculo que trabajan con uno u otro sistema de separación de miles y decimales, el Consultor no acogerá lo solicitado, haciendo presente que de cualquier forma los resultados numéricos que se presentan en el informe son totalmente comprensibles para un lector informado.
129	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC	1 Proyectos de Transmisión en Ejecución y Propuestos Título 1.1 Página 4	Dentro del cuadro de obras no troncales se informó en construcción las obras de instalación de equipos SVC (+100/-65 MVar) y Bancos de Condensadores (100 MVar) en la subestación Polpaico y STACOM (+140/-65 MVar) en la subestación Cerro Navia. Cabe destacar que estas obras permiten el aumento de transferencias por el sistema de transmisión 500 kV Ancoa – Alto Jahuel – Polpaico de unos 200 MW, los que fueron utilizados en la simulación de la operación por parte del Consultor.	Se solicita al Consultor valorizar estas obras e incluirlas como parte del sistema troncal durante el periodo tarifario 2011-2014.	Se considerarán como troncales. Ver respuesta a la pregunta N° 44.

				<p>El objetivo de estas obras es por un lado aumentar las transferencias por el sistema troncal y por otro proveer los reactivos que requiere este sistema para su adecuado funcionamiento conforme a la Norma Técnica.</p> <p>Dado lo anterior es que estas obras deben ser consideradas como obras del sistema de transmisión troncal por parte del Consultor. El banco de condensadores de Polpaico se pondrá en servicio el 21 de noviembre de 2010, mientras que el SVC y STATCOM entrarán en servicio en febrero de 2011.</p>		
130	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC	<p>2 Antecedentes de Escenarios de Generación y Demanda</p> <p>2.5 Representación de la generación y la demanda en el modelo SDDP</p> <p>Pág. 21</p>	<p>El Consultor señala que para los escenarios alternativos 1 y 2, incorporó proyectos mineros de la zona norte, pero manteniendo el nivel de crecimiento global del sistema, por lo que realizó una disminución proporcional en todas las barras del sistema.</p> <p>Esta metodología de abordar el problema va en desmedro del crecimiento residencial, lo que en la práctica no necesariamente es así, ya que los proyectos de este tipo aumentan la demanda del sistema y no por ello provocan una disminución del consumo residencial.</p>	<p>Se solicita descontar la demanda de dichos proyectos mineros sólo del crecimiento industrial, sin alterar el crecimiento residencial del sistema.</p> <p>Además se solicita indicar el nivel de crecimiento, para cada año, de los consumos industrial y residencial, y justificarlos.</p>	<p>La proyección de la CNE puede considerarse, después de los primeros años, como una proyección de tipo global y no un análisis sectorial. Por este motivo el Consultor considera razonable mantener esas tasas de crecimiento ante cambios menores (en el conjunto del sistema) de la estructura del consumo y por lo tanto válida la forma en que incluyó el efecto de consumos mineros adicionales a los del escenario base en la zona norte del SIC, como se indicó en la respuesta a la misma observación planteada anteriormente por Transelec,</p>
131	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC	<p>3 Flujos Proyectados por el Sistema de Transmisión Troncal y Formulación de Planes de Expansión</p> <p>Pág. 22</p>	<p>El Consultor no realizó un diagnóstico de la utilización de las barras del sistema de transmisión troncal a lo largo del horizonte de estudio.</p> <p>El aumento progresivo en el horizonte de estudio de los flujos inyectados y retirados desde las barras troncales puede requerir ampliaciones de capacidad en uno o varios segmentos de las barras, según la configuración particular de las conexiones en cada una de</p>	<p>Se solicita al Consultor efectuar e incluir en la versión final del Estudio un diagnóstico general sobre la utilización de las barras troncales a lo largo del horizonte de estudio.</p> <p>En base a dicho diagnóstico, se solicita incluir en el listado de</p>	<p>El análisis de la capacidad de las barras de las subestaciones troncales es un estudio de detalle que implica determinar las corrientes por cada tramo de cada barra, para determinar si en alguna de las configuraciones que ella puede adoptar durante la explotación, se excede la capacidad de los conductores. Ello implica considerar para cada interruptor sus diversas condiciones de operación: cerrado, abierto o transferido, y combinarla con los correspondientes estados posibles del resto de</p>

				ellas.	Obras a Ejecutar del punto 6.3 aquellas ampliaciones de capacidad de barra que el Consultor recomienda analizar posteriormente en las Revisiones Anuales a efectuar por la DP del CDEC-SIC.	<p>los interruptores. El proceso debe repetirse para distintas condiciones de operación del sistema interconectado en términos de generación y demanda.</p> <p>Sin perjuicio que el refuerzo de las barras es una materia relevante desde el punto de vista de las inversiones en que hay que incurrir para adecuar las instalaciones a los requerimientos futuros, el Consultor es de opinión que este tipo de análisis es de un grado de detalle que no debería ser parte de un estudio de planificación, y sugiere que en el futuro, estos análisis sean realizados por los dueños de las instalaciones y presentados a la DP para su consideración en las revisiones anuales del plan de expansión del sistema troncal y sus resultados incorporados anualmente en los planes de inversión que se recomienden.</p> <p>En esta misma categoría deberían considerarse las verificaciones de equipos tales como transformadores de corriente, trampas de onda, e incluso capacidad de ruptura de los interruptores.</p> <p>Los impactos relevantes en la capacidad de ruptura de interruptores, TTCC, etc., provienen de obras cuya materialización es de varios años, y el reemplazo de uno de los equipos mencionados no excede de un año.</p> <p>En el Informe final se incorporará un diagnóstico general de la situación prevista para cada barra con el objeto de ser revisadas posteriormente en las revisiones anuales a efectuar por la DP.</p>
132	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar	3 Flujos Proyectados por el Sistema de Transmisión	En el informe no se realiza un análisis explícito del cumplimiento del criterio N-1 o superior, para todos los tramos del sistema de transmisión troncal. En particular no se	El Consultor debe incluir un análisis explícito de la aplicación del criterio N-1 o superior para todos	Ya se envió versión del Informe incorporando este análisis (Informe Final 3 Definitivo SIC, del 5 de noviembre).

		Parte III SIC	Troncal y Formulación de Planes de Expansión Página 22 y siguientes	presenta el análisis para las instalaciones de transformación pertenecientes al sistema troncal. En el punto 9, letra a) del numeral 6 de la Parte III de las Bases, se solicita al Consultor efectuar los estudios de expansión conforme a lo indicado en el Anexo 6 de las mismas Bases.	los tramos del sistema troncal, en particular para las instalaciones troncales de transformación.	
133	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC	3 Flujos Proyectados por el Sistema de Transmisión Troncal y Formulación de Planes de Expansión Página 22 y siguientes	El Consultor utiliza el término “criterio n-1 ajustado”, el cual no aparece en la NT como aplicable a la planificación de la transmisión. Dicho criterio se aplica sólo a la operación de los sistemas, ya que depende de los recursos disponibles del sistema al momento de requerirse.	Se solicita aplicar el “criterio n-1” para la planificación del sistema troncal bajo los términos establecidos en el artículo 5-5 de la NT.	En las respuestas a las consultas al Informe preliminar el Consultor respondió: "Los primeros dos incisos del Artículo 5-5 establecen que: "La planificación para el desarrollo del SI deberá ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarios para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas. Para estos efectos, el Estudio de Transmisión Troncal y sus revisiones, a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, durante su realización deberá verificar que las alternativas de ampliación recomendadas aseguren el cumplimiento de lo señalado en el inciso anterior, a través de la aplicación del Criterio N-1, en todos los tramos del Sistema de Transmisión Troncal, que permitan dar cumplimiento a las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT." "El Consultor ha aplicado estrictamente el criterio de “garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas.”, complementado con las instrucciones del Comité en el sentido de no considerar en el estudio de planificación la

					<p>aplicación de medidas como DAC, DAG y RAG ante contingencias simples, que no correspondan a las desconexiones por subfrecuencia o subtensión."</p> <p>Transelec reconoce que el criterio n-1 "ajustado" se utiliza en la operación. El Consultor ha explicitado caso a caso como entiende su aplicación en el ámbito de la planificación según se indica a continuación:</p> <p>"Los flujos por las líneas actuales entre Nogales y Pan de Azúcar se mantienen dentro de sus capacidades n-1 ajustado, es decir, no presentan sobrecarga en caso de falla de cualquiera de los cuatro circuitos que operan en paralelo en cada tramo".</p> <p>"Los flujos por las líneas actuales entre Pan de Azúcar y Maitencillo se mantienen dentro de sus capacidades n-1 ajustado, es decir, no presentan sobrecarga en caso de falla de cualquiera de los cuatro circuitos que operan en paralelo en cada tramo."</p> <p>"Las transmisiones resultantes en los tramos Nogales - Las Palmas y Las Palmas – Pan de Azúcar se mantienen dentro de las capacidades n-1 ajustado, esto es, considerando la redistribución de los flujos por los circuitos que operan en paralelo, al fallar uno de ellos."</p> <p>"Las transmisiones resultantes en los tramos Pan de Azúcar - Punta Colorada - Maitencillo se mantienen dentro de las capacidades n-1 ajustado, esto es, considerando la redistribución de los flujos por los circuitos que operan en paralelo, al fallar uno de ellos."</p> <p>"Los flujos indicados entre Alto Jahuel y Chena, a través de los cuatro circuitos de 220 kV, están dentro de los límites admisibles con criterio n-1 para la simple contingencia de uno</p>
--	--	--	--	--	---

					<p>de ellos" (en este caso el criterio n-1 "ajustado" en los términos que lo aplicó el Consultor obviamente considera la operación en paralelo con las líneas de 500 kV Alto Jahuel-LoAguirre-Polpaico).</p> <p>La aplicación de este criterio n-1 "ajustado" en realidad es más restrictivo, y no más relajado como parece entender Transelec, respecto de la aplicación estricta del Artículo 5-5 ya que este último no excluye, en el ámbito de la planificación, la actuación limitada de los esquemas DAC por subfrecuencia o subtensión ante fallas de severidad 4 (bifásica a tierra sin reconexión), recurso que no fue considerado por el Consultor.</p> <p>La aplicación del criterio n-1 en la forma descrita cumple con las bases de licitación que indican en la parte III, numeral 3, punto 5, que entre las actividades específicas del estudio está la de "determinar los límites de operación del sistema de transmisión troncal para todo el horizonte de estudio, basado en los criterios del CDEC correspondiente para determinar las restricciones a aplicar en el sistema de transmisión respectivo."</p> <p>La aplicación del criterio n-1 haciendo caso omiso del aporte de todos los circuitos que operan normalmente en paralelo o en anillo, con aquel tramo cuyo límite de transmisión se está determinando conduciría a una sobreinversión injustificable económicamente en el sistema de transmisión, contraviniendo las bases técnicas que establecen en la parte III, numeral 2, letra a, "... para efectos del Estudio, se define como Plan de Expansión al programa de obras de instalaciones de transmisión que, para un determinado</p>
--	--	--	--	--	---

						escenario de expansión de la generación y de proyectos de interconexión, minimiza en el horizonte de planificación el costo esperado de inversión, operación, mantenimiento, administración y falla ..., sujeto a: las instalaciones existentes; ...; las normas de calidad y seguridad correspondientes,...".
134	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC	3 Flujos Proyectados por el Sistema de Transmisión Troncal y Formulación de Planes de Expansión Titulo 3.3.2 Página 38	El Consultor señala en el informe que es aceptable operar el tramo Quillota – Nogales 220 kV con transferencias del orden de su capacidad térmica (criterio n), argumentando que ante falla de uno de los circuitos Quillota – Nogales es posible abrir el otro circuito que permanece en servicio. Para poder abrir dichos interruptores en forma automática se requiere de inversiones adicionales en automatismos, los cuales no aparecen dentro del plan de obras recomendadas por el Consultor.	Se propone aplicar el criterio n-1 en los términos que señala la NT en su artículo 5-5, verificando la posibilidad de falla en todos los tramos redundantes de las líneas que se analizan. Además se solicita incluir, dentro de las recomendaciones del Consultor, las inversiones necesarias para operar en forma automática dichas aperturas, de manera de mantener la seguridad del sistema.	El Consultor estima que este costo es despreciable, por cuanto implica transferir órdenes de desenganche al paño vecino. Alternativamente, se podría incluso operar ambos circuitos puenteados y recuperar 2 paños de 220 kV completos. La falla de este circuito puenteadado, con la redundancia de vínculo que proporciona la línea Nogales - Polpaico, cumple la exigencia del artículo 5-5 de que la simple contingencia no debe "propagarse al resto del sistema".
135	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC	3 Flujos Proyectados por el Sistema de Transmisión Troncal y Formulación de Planes de Expansión Titulo 3.3.3.1 Página 42 Título 4.2	El Consultor afirma en el informe que luego de la puesta en servicio del tercer transformador Charrúa 500/220 kV en el 2013 y antes del tercer circuito Charrúa – Ancoa 500 kV, es posible operar el tramo 2x500 kV Charrúa – Ancoa con una transferencia de 1766 MVA, argumentando que ante contingencia es posible sobrecargar por 30 minutos la compensación serie (cuya capacidad permanente es de sólo 1368 MVA). Para lo anterior, el Consultor señala que puede reducir las transferencias desde Charrúa al norte, sin detallar la forma que compensará estas disminuciones de generación.	Se solicita aplicar el criterio n-1 en los términos que señala la NT en su artículo 5-5. Para el tramo 2x500 kV Charrúa – Ancoa, se solicita utilizar la limitación más restrictiva de las determinadas por el Consultor, en todas las etapas del proceso de la planificación de la	En la etapa previa a la fecha más próxima en que pueden entrar en servicio nuevas obras de ampliación de la capacidad de transmisión, el Consultor supuso que el CDEC podría aplicar los recursos que le permite la NT para disminuir el efecto económico de las limitaciones, en cuyo caso podría transmitir hasta 1766 MVA. Ante contingencias que en esas condiciones hagan necesario reducir en un plazo de 30 minutos la transmisión previa desde Charrúa al norte, obviamente ello se hace aumentando la generación en el norte.

			<p>Página 150.</p> <p>Por otro lado, en las tablas resúmenes del capítulo 4, establece limitaciones del orden de 1500 MVA para el tramo 2x220 kV Charrúa – Ancoa.</p> <p>En la página 42 se establece que para este tramo una limitación de 1368 MVA.</p> <p>Existen distintas referencias para la capacidad de este tramo en diversas partes del informe, por lo que se solicita aclarar cual fue la que se utilizó.</p> <p>Por último, y en los casos que corresponda, no es recomendable utilizar recursos operativos en la planificación de los sistemas de transmisión, debido a que existe incertidumbre en la disponibilidad real de estos recursos al momento de requerirse.</p>	transmisión.	<p>No obstante lo anterior, a partir de la puesta en servicio del tercer transformador de 500/220 kV de S/E Charrúa (Junio 2013), se consideró un límite más conservador de 1500 MW.</p> <p>Antes de esta fecha las transmisiones quedan limitadas a 1300 MW, que es el límite utilizado para el tramo Charrúa 500/220 kV con dos transformadores en servicio.</p> <p>En Julio de 2016, que es la fecha más pronta en que pueden entrar en servicio nuevas líneas, resulta conveniente instalar un tercer circuito Charrúa – Ancoa 500 kV en los tres escenarios analizados. Para evaluar la conveniencia de realizar esta ampliación se consideró el límite de 1368 MW con dos circuitos, como está indicado en el Punto 4.2, pág. 155, es decir un valor que no considera los recursos de sobrecarga transitoria, reservados exclusivamente a la operación.</p>	
136	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC	<p>3 Flujos Proyectados por el Sistema de Transmisión Troncal y Formulación de Planes de Expansión</p> <p>Título 3.3.3.1 Página 42</p>	<p>El Consultor señala que es posible operar el sistema de 500 kV sin necesidad de inversiones durante el periodo comprendido entre 2013 y 2016. Sin embargo, no se señala el detalle de la operación propuesta, de manera que se pueda cumplir con el abastecimiento de la demanda para las distintas condiciones operacionales (hidrología, demanda, disponibilidad de combustibles, etc.) posibles.</p> <p>Aparentemente, de acuerdo a lo señalado en el anexo 6, esta afirmación se basa en la utilización de EDAC, EDAG y/o ERAG, elementos que no deben ser considerados en la planificación de los sistemas de transmisión de acuerdo a lo señalado en la NT.</p>	<p>Se solicita aplicar el criterio n-1 en los términos que señala la NT en su artículo 5-5.</p>	<p>El sistema tendrá restricciones de transmisión, que se reflejará en un mayor costo de operación, pero no tendrá problemas para abastecer la demanda para distintas condiciones operacionales.</p> <p>Se aplicó el criterio N-1 sin EDAC, EDAG o ERAG en todos los casos, excepto para el límite de la línea Charrúa-Ancoa para el cual se supuso el uso de reducción de generación desde 2013 hasta junio de 2016, fijando el límite en 1500 MW. Desde julio de 2016 en adelante se consideró un límite de 1368 MW (N-1 estricto, establecido por los condensadores serie) para determinar la conveniencia de ampliaciones en este tramo. Se adoptó este criterio suponiendo que el CDEC utilizará éste límite en la operación real.</p>

						De este modo se simula una operación de los embalses en la etapa previa al análisis de expansión de líneas de transmisión, similar a la que realizará el CDEC y se evita distorsionar las decisiones económicas respecto de las ampliaciones futuras. Ver respuesta a la observación 135.
137	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC	3 Flujos proyectados por el Sistema de Transmisión y Formulación de Planes de Expansión 3.4 Escenario Alternativo 1 3.4.4 Zona Charrúa – Puerto Montt Pág. 98 3.5 Escenario Alternativo 2 3.5.4 Zona Charrúa – Puerto Montt Pág. 136	Para la zona sur del SIC, el Consultor ha incluido en su propuesta dos líneas de 2x220 kV convertibles a 1x500 kV: Charrúa-Cautín para el Escenario 1 y Charrúa – Mulchén para el Escenario 2. Se observa que los diseños de línea convertibles en 1x500 kV tienen la desventaja de quedar limitados para futuros aumentos de capacidad de transporte en 500 kV, por lo cual se requerirán nuevas franjas de servidumbre para tender nuevos circuitos. Es un hecho que las franjas de servidumbre serán cada vez más difíciles de negociar con los propietarios, y cada vez a un mayor costo, particularmente en esta zona con presencia de comunidades indígenas. Un desarrollo sustentable del sistema de transporte de energía en el país, debe maximizar la capacidad de transporte minimizando el terreno impactado.	Se solicita modificar los proyectos “Línea 2x220 kV Charrúa-Cautín convertible a 1x500 kV” y “Línea 2x220 kV Charrúa-Mulchén convertible a 1x500 kV” para que ambos sean convertibles a 2x500 kV. De lo contrario, se solicita incluir una evaluación de largo plazo que cuyos resultados justifiquen la decisión de diseñar las líneas de forma limitada.	Esta solución fue ideada como la de mínima inversión inicial para el Escenarios Alternativo 1, que considera la inyección de las centrales de Energía Austral en S/E Ciruelos, lo que a juicio del Consultor tiene poca razonabilidad económica frente a la opción de continuar la transmisión en corriente continua hasta la zona Metropolitana. No obstante, se efectuará para el escenario Alternativa 1 la comparación de los proyectos 2x220 kV convertible a 1x500 kv con el proyecto 2x500 kV con un circuito tendido inicialmente y operado en 220 kV.
138	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC	4 Análisis de Factibilidad Técnica de las Alternativas y Determinación de	La aplicación del “criterio n-1 ajustado” y la “capacidad de sobrecarga transitoria” son criterios operacionales y no se ajustan a lo establecido en el artículo 5-5 de la NT, el cual señala la aplicación del “criterio n-1” estricto	Se solicita aplicar el “criterio n-1” para la planificación del sistema troncal bajo los términos establecidos en el artículo	Se aplicó el criterio N-1 bajo los términos de la Norma Técnica a partir de la fecha más próxima en que pueden entrar nuevas líneas. Sólo se menciona la capacidad de sobrecarga

			<p>Límites de Transmisión por Tramo</p> <p>Subtítulo 4.1 y 4.2</p> <p>Páginas 111 – 112</p>	<p>en todos los tramos de transmisión troncal.</p> <p>Tomar decisiones de planificación en base a criterios operacionales es riesgoso, ya que su aplicación dependerá de la disponibilidad de recursos que al momento de requerirlos puede que no estén operativos por orden de merito de despacho, por mantenimiento o por indisponibilidad de combustible; o simplemente porque no existen (no se construyeron o están atrasados). Particularmente el “criterio n-1 ajustado” no es una definición establecida en la NT, como exigencia para la planificación de los Sistemas Interconectados.</p> <p>Además la aplicación de estos criterios operacionales, pueden significar sobrecostos asociados a reserva en giro en las centrales ubicadas aguas abajo de los tramos en estudio, por lo que se deberían incluir en el análisis costo-beneficio de esta alternativa.</p>	<p>5-5 de la NT.</p>	<p>transitoria en el caso de los CCSS de la línea Charrúa – Ancoa 500 kV. Esta capacidad se consideró solamente en el período anterior a la fecha en que pueden entrar nuevas líneas (límite 1500 MW).</p> <p>Ver respuesta a la observación 135.</p> <p>En relación al criterio n-1 "ajustado", ver respuesta a la observación N° 133.</p>
139	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC	<p>4 Análisis de Factibilidad Técnica de las Alternativas y Determinación de Límites de Transmisión por Tramo</p> <p>Página 147</p>	<p>El Consultor señala que para la planificación de la transmisión, los límites a utilizar deben ser más bien conservadores, de manera de poder disponer de cierto margen en la operación del sistema. No obstante, las tablas de límites de transmisión no incluyen dichos márgenes.</p> <p>Para estas capacidades máximas no se indica si consideran los distintos márgenes seguridad establecidos en la NT:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Margen de Estabilidad Sincrónica (artículo 5-53). • Margen de Estabilidad Oscilatoria (artículo 5-54). • Margen de Estabilidad de Tensión (artículo 5-55). • Margen de Estabilidad de Frecuencia (artículo 5-56). 	<p>Se solicita al Consultor, realizar una verificación de los márgenes de estabilidad establecidos en la NT para todas las obras recomendadas, y en caso de no cumplir, restringir la transferencia máxima.</p> <p>Además, se solicita que el Consultor realice una estimación de la aplicación del procedimiento del MSO que se publica a fines del 2010, de manera de representar de mejor manera la operación real</p>	<p>Se procederá de acuerdo a lo solicitado, verificando el cumplimiento de los márgenes. Con respecto a los márgenes citados, se aclara que son tenidos en cuenta en el contexto de este Estudio de Planificación. Cuando se hace referencia a Estudios de Planificación, se entienden encuadrados en un contexto de factibilidad mirando un horizonte de largo plazo, en el cual se inscriben las obras según las evaluaciones económicas globales, y en escenarios con ciertas incertidumbres en cuanto a obras y disponibilidad de generación. Los desempeños de los Equipos de Control no son tan restrictivos, sino que satisfacen las prácticas habituales. Los Estudios de Operación tienen la responsabilidad de tomar en cuenta márgenes precisos, puesto que las incertidumbres ya no existen en cuanto a las obras consideradas, y se</p>

				Además, en diciembre de 2010, debería publicarse el procedimiento de Margen de Seguridad Operativa (MSO), que establece un margen de seguridad para la operación de las instalaciones. Los CDEC deberán aplicar dicho procedimiento en la operación futura, lo que establecerá restricciones mayores al sistema de transmisión.	de los sistemas luego que comience su aplicación.	pueden tomar en cuenta los recursos EDAC, EDAG, ERAG para estados de operación especiales. Además, es en estos estudios que se toman en cuenta los requerimientos específicos de los sistemas de control, los cuales pueden ajustarse incluso para satisfacer las condiciones más exigentes requeridas por el sistema. De esto se deduce que los márgenes se adoptan como una referencia, en la convicción de que los límites específicos podrán ser luego satisfechos en la operación real empleando los recursos adicionales mencionados, y a partir de ellos, especificar en detalle los márgenes de seguridad disponibles y ajustar los límites en base a ellos. En relación al procedimiento MSO, lamentablemente no hay espacio para efectuar una estimación del tipo solicitada en este Estudio de Planificación, la que además se encuentra claramente fuera del alcance del mismo. Consideramos además que el procedimiento MSO debe ser de aplicación en relación a los márgenes más restrictivos que se emplean en los estudios de operación.
140	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC	4 Análisis de Factibilidad Técnica de las Alternativas y Determinación de Límites de Transmisión por Tramo Subtítulo 4.2 Páginas 114-120	Las tablas de límites operacionales no están completas. No se aprecian cual será el impacto de cada una de las obras sobre cada uno de dichos límites.	Se solicita completar las tablas de límites operacionales iniciales para cada uno de los escenarios analizados, e indicar el impacto de cada una de las obras de transmisión sobre dichos límites. Además, se solicita explicitar en la tabla la fuente de la cual se obtuvieron los límites	En las tablas se han indicado todos los límites que el Consultor ha considerado relevantes y necesarios para efectuar las evaluaciones. En ellas sólo se indican los límites de cada tramo en las fechas en que ellos sufren modificaciones. En el período previo, mantiene su vigencia el límite anterior. En el caso de varias obras cuya puesta en servicio ocurre en una misma fecha, los límites se indican en la última fila correspondiente a ese conjunto de obras. Evaluar económicamente el efecto de considerar en todas las combinaciones posibles, para cada escenario, el impacto que

					operacionales iniciales.	<p>individualmente tiene cada una de las obras de estos conjuntos sobre los límites sería un esfuerzo desproporcionado e impracticable.</p> <p>Los límites operacionales que se utilizaron en el período anterior a la fecha más próxima en que pueden entrar en servicio nuevas líneas de transmisión corresponden a los que utilizan actualmente los CDEC de acuerdo a los informes correspondientes. En relación al impacto que sobre las transmisiones por las líneas actuales tendrían nuevas obras que entren en servicio antes de esta fecha, se consideró que el CDEC podría aplicar medidas operativas como DAG o DAC.</p>
141	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC	6 Obras del Plan de Expansión Recomendado Título 6.2 Página 227	<p>Dado lo expresado en la Ley y en las Bases para la realización del Estudio de Transmisión Troncal, las obras nuevas serán clasificadas como tales en consideración a su trazado e independencia topológica y operativa respecto de las instalaciones existentes del sistema troncal, o bien a la magnitud de sus costos de inversión y operación referenciales.</p> <p>Al respecto es necesario tener presente que aquellas obras de un proyecto de expansión que afecten a una instalación existente, ya sea cambiando su topología o su función operacional deben ser clasificadas como obras de ampliación. Desde este punto de vista, se produce un problema con la clasificación de la S/E Seccionadora Lo Aguirre, ya que por su magnitud como proyecto completo es considerada Obra Nueva por parte del Consultor, siendo que esta obra secciona y afecta líneas existentes de propiedad de Transelec. Dado lo anterior se debe considerar que los paños que seccionarán las líneas afectan a las instalaciones existentes, por lo que éstos deben ser considerados obras</p>	Se solicita revisar los criterios de clasificación, de tal forma de subdividir los proyectos de manera que las partes de los proyectos que afecten instalaciones existentes sean consideradas obras de ampliación y las partes que son “nuevas” sean licitadas bajo el esquema de obras nuevas.	El Consultor reitera el criterio largamente expuesto en el Capítulo 6 del Informe Final Preliminar, Parte III, Primera Parte Plan de Expansión del SIC en relación con la clasificación de las obras.

				de ampliación. De lo contrario se estaría interrumpiendo la continuidad topológica y operativa de las instalaciones de transmisión, afectando además los derechos de propiedad sobre las instalaciones existentes.		
142	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC	6 Obras del Plan de Expansión Recomendado 6.2 Criterio de Clasificación de las Obras 6.2.2 Criterio Adoptado Pág. 228	<p>En este último Informe, el Consultor ha reclasificado como Obras Nuevas los proyectos de aumento de capacidad de transformación 500/220 kV al interior de subestaciones existentes. En el Informe 3 anterior estos proyectos estaban clasificados como Ampliaciones.</p> <p>El único argumento presentado por el Consultor apunta a la gran envergadura de estos proyectos. Sin embargo, la atribución de dicha cualidad es cuestionable. Por ejemplo, en el proyecto “Segundo banco de autotransformadores 500/220 kV en la S/E Ancoa”, el VI de 22.2 MMUSD es un 70% más bajo que el promedio del VI del resto de las Obras Nuevas recomendadas por el Consultor, de 73.3 MMUSD.</p> <p>Transelec considera que este tipo de proyectos no se puede desarrollar con independencia de la operación del resto de los equipos de transformación 500/220 kV existentes. En efecto, la especificación del equipo, y de los sistemas de control y protecciones asociados, debe realizarse en coordinación con las características del equipo existente, de forma tal que se garantice una correcta operación del conjunto una vez puesta en servicio la obra.</p> <p>También se considera que, en general, dichos proyectos afectan instalaciones existentes, puesto que no siempre podrá garantizarse que habrá un espacio disponible y preparado en la subestación para conectar tanto los equipos de</p>	Reclasificar como Ampliaciones los proyectos de aumento de capacidad de transformación 500/220 kV al interior de subestaciones existentes.	Ver respuesta a la observación 141.

				<p>transformación como los paños. Por lo anterior, en un caso general deberán efectuarse obras de adecuación al interior de la subestación para recibir el nuevo equipo, por ejemplo: extensión de barras, extensión de plataformas y mallas de tierra; modificación de cierros perimetrales; reubicación de casetas de control y otras instalaciones de servicios generales; etc.</p> <p>Por último, cabe señalar que el Consultor incurre en una contradicción al clasificar como Obra Nueva el aumento de capacidad de transformación en la S/E Ancoa, en enero de 2015, si a la vez clasifica su equivalente en la S/E Aguirre, en enero de 2018, como Ampliación. Evidentemente, ambas obras deben ser clasificadas como obras de Ampliación.</p> <p>Por los argumentos anteriores, Transelec considera que estos aumentos de capacidad de transformación 500/220 kV deben ser clasificados como Ampliaciones.</p>		
143	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC	6 Obras del Plan de Expansión Recomendado Páginas 230-232	<p>El Consultor establece plazos de dos años para realizar obras de ampliación, el cual no se ajusta a los requerimientos reales para este tipo de obras.</p> <p>Las instalaciones en servicio están sujetas a la coordinación de los CDEC por lo que cualquier desconexión para realizar los trabajos de estas obras pasa por la aprobación de estos.</p> <p>Los criterios para la autorización de su desconexión son, entre otros: operación económica del sistema, seguridad del sistema, etc., los cuales a su vez dependen de las condiciones particulares de la operación futura de los Sistemas Interconectados en el momento</p>	<p>Se solicita evaluar los periodos de disponibilidad operacional para sacar de servicio las instalaciones para realizar la ampliación recomendada.</p> <p>Se solicita argumentar mediante las simulaciones de la operación futura, los periodos en los cuales se realizarían las desconexiones de dichas instalaciones.</p>	<p>Para simular el cambio de conductor entre Ciruelos-Valdivia en el modelo de despacho, se supuso un tiempo de 2 meses (jun-jul2013, equivalentes a 1464 horas) con flujo cero por este tramo, de tal manera de operar con un criterio n-1. El largo de este tramo son 40 km, y considerando que el cambio de conductor avanza a una tasa de 1 km/día, duraría alrededor de 40 días, plazo bastante inferior a los 2 meses o 60 días supuesto en la simulación)</p> <p>Está claro que esta restricción genera costos extras el año 2013, pero los años siguientes trae grandes beneficios, haciéndolo conveniente para el sistema.</p>

				de su requerimiento. Particularmente las ampliaciones del tramo Loncoche – Valdivia 220 kV, presenta complicaciones operacionales para salvar de servicio este tramo para realizar dicha ampliación.	De no ser posible, se solicita aumentar los plazos de las ampliaciones de líneas troncales, considerando los periodos de desconexión.	Se recomienda desarrollar los trabajos durante los meses de invierno, cuando hay mayor generación al sur de Ciruelos, y se reduce el impacto sobre los costos de operación.
144	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC	6 Obras del Plan de Expansión Recomendado 6.3 Obras a Ejecutar o Iniciar en el cuatrienio 2011-2014 y su clasificación Pág. 230	En el cuadro resumen se recomienda la obra “Tercer transformador Ancoa 500/220”, sin embargo, actualmente sólo existe un (1) banco de autotransformadores 500/220 kV en dicha subestación.	Reemplazar el nombre del proyecto “Tercer transformador Ancoa 500/220 kV” por el siguiente: “S/E Ancoa: banco de autotransformadores 500/220 kV”	Se corregirá
145	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC	6 Obras del Plan de Expansión Recomendado 6.3 Obras a Ejecutar o Iniciar en el cuatrienio 2011-2014 y su clasificación Pág. 230 6.4 VI, AVI y COMA de las Expansiones Recomendadas Pág. 234	No se incluye el “Programa de Reemplazo de Interruptores” (punto 6.5 Pág. 238) en el listado de obras a ejecutar en el período 2011-2014. Tampoco se incluye su valorización en el cuadro del punto 6.4, Pág. 234.	Se solicita incluir en el listado de Obras a Ejecutar las obras relacionadas con el “Programa de Reemplazo de Interruptores” recomendado por el Consultor, y también incluir su valorización en el cuadro resumen correspondiente.	Se incluirá en el Informe final.
146	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar	6 Obras del Plan de Expansión Recomendado	El Consultor realiza estudios de cortocircuitos para el SIC, pero estos resultados no pueden ser reproducidos en la base de datos DigSilent	Se solicita indicar en el informe como reproducir los resultados de	Se repetirá el cálculo de cortocircuitos introduciendo correcciones y en la base de datos Digsilent que se adjuntará al Informe

		Parte III SIC	6.5 Programa de reemplazo de interruptores, págs. 236 - 239	entregada ya sea por no estar incorporados en ella o por la omisión de la guía para reproducirlos.	portocircuitos en la base digSilent entregada, tal como se realiza en el anexo 9 del informe del SIC página 26 punto 1.1.4.4 “Guía para la reproducción de los resultados en ambiente DigSilent PowerFactory”.	Final están todos los casos de estudio utilizados para el cálculo, que se realizó de acuerdo a los Procedimientos de la DO del CDEC-SIC, indicados en la observación 38.
147	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC	6 Obras del Plan de Expansión Recomendado 6.5 Programa de reemplazo de interruptores, págs. 236 – 238.	El Consultor indica que no tiene información de la capacidad de ruptura de los siguientes interruptores en S/E Polpaico 220 kV: <ul style="list-style-type: none"> • J6 Línea Polpaico-Cerro Navia 220 kV C1. • JT1 Autotransformador N°1 de 750 MVA 500/220 kV. • J10 (JT2) Autotransformador N°2 de 750 MVA 500/220 kV. 	Se solicita incluir en el informe la capacidad de ruptura simétrica de estos interruptores, correspondiente a los siguientes valores: <ul style="list-style-type: none"> • 31,5 kA, para paño J6 Línea Polpaico - Cerro Navia 220 kV C1. • 40 kA, para paño JT1 Autotransformador N°1 de 750 MVA 500/220 kV. • 50 kA, para paño JT2 Autotransformador N°2 de 750 MVA 500/220 kV. 	Se incluirán en las tablas con los cortocircuitos recalculados en los anexos del Informe Final.
148	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC	7 Verificación del Cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio del Plan de Expansión	El Consultor evalúa sólo cinco contingencias para verificar las exigencias de la NT, lo cual claramente no representan las diversas condiciones: de demanda, topológicas, hidrológicas, combustibles, etc. Es muy importante realizar la verificación de los estándares dinámicos establecidos en la NT	Se solicita verificar el cumplimiento de las exigencias dinámicas establecidas en la NT, al menos para cada una de las obras recomendadas, de manera de identificar posibles inversiones	Puesto que se trata de un Plan de Transmisión para todo el SIC y SING, los análisis no pueden contemplar todas las condiciones posibles, dado que el número de incertidumbres en cuanto a las obras y generación hace inútil refinar los análisis hasta este nivel de detalle. Un análisis de este tipo es más indicado para los Estudios de Operación,

			Título 7.3 Página 240	para las obras recomendadas ya que permite identificar inversiones adicionales que se requieran para cumplir con dichas exigencias, las cuales pueden no estar consideradas en el VI propuesto antes de realizar dicha verificación.	adicionales para el cumplimiento es estas.	<p>toda vez que han sido definidas las Obras del Plan de Transmisión según el mínimo costo global.</p> <p>La elección de los casos de estudio, entre todas las series hidrológicas, se ha hecho buscando los casos con mayor transporte sobre los corredores críticos, eligiendo entre éstos aquellos casos que fuerzan las condiciones más adversas (menor nivel de tensión, o mayor aporte relativo a la demanda del sistema que es abastecido).</p> <p>Se hace notar que en el Plan de Transmisión no es posible usar mecanismos de defensa del tipo EDAC, EDAG o ERAG, y que éstos constituyen los márgenes de reserva posibles para emplear a partir de los Estudios de Operación, si las condiciones impuestas por restricciones de combustibles, hidráulica extrema, obras demoradas, o contingencias programadas requieren de su empleo.</p> <p>Por otra parte, las bandas permitidas de tensión son verificadas en relación a las tensiones nominales en lugar de las tensiones de operación que resultan de los estudios específicos para el sistema de transmisión, lo cual brinda en última instancia márgenes adicionales acordes a la topología del sistema de transmisión.</p> <p>En el informe final se completarán las evaluaciones para otros tramos.</p>
149	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC Anexo 6 Representación del	Anexo 6 Subtítulo 2.2 Página 5	<p>El Consultor señala que utilizó EDAC, EDAG o ERAG para el periodo anterior a junio de 2016 en algunos tramos del sistema troncal.</p> <p>En la NT se señala que para la planificación de los SI, no se deben utilizar este tipo de recursos operacionales (artículo 5-5, modificado por la RE N° 442 del 1 de septiembre de 2010, del Ministerio de Energía).</p>	Se solicita aplicar lo establecido en el artículo 5-5 de la NT para todo el periodo de evaluación.	En el primer informe de planificación el Consultor agregó los EDAC, EDAG o ERAG en algunos tramos antes de julio de 2016 una vez que tenía definidas las ampliaciones sin usar estos mecanismos, ya que el CDEC seguramente los tendrá a disposición frente a restricciones muy fuertes de transmisión impuestas por el criterio n-1.

		Sistema de Transmisión		<p>La aplicación del criterio N-1 en los términos que se señala en la NT, podría gatillar la construcción de ciertas obras para una fecha anterior a junio de 2016.</p> <p>Según se señaló en las respuestas al Informe Avance 3, el Consultor eliminaría estos automatismos para el periodo anterior al 2016, lo que aparentemente no realizó.</p>		Sin embargo, en el último informe de planificación, y para apreciar los efectos de adelantar la fecha de puesta en servicio de las obras propuestas, el Consultor ha eliminado estos esquemas antes de julio de 2016 (a excepción de Ancoa-Charrúa, ver respuesta a la observación N° 136), aun cuando se generen desacoples grandes en el SIC. Se cometió un error al no borrar ese párrafo del anexo, lo cual se corregirá.
150	TRANSEL EC	<p>Informe Final Preliminar</p> <p>Parte III SIC</p> <p>Anexo 7 Descripción y Presupuestos de Proyectos de Transmisión del SIC</p>	<p>1 Descripción de líneas de transmisión</p> <p>Pág. 5</p>	<p>No se incluye una descripción ni un análisis de factibilidad para los siguientes proyectos a ser iniciados el año 2011:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cambio de conductor Ibis por Grosbeak en el tramo Ciruelos – Valdivia 220kV. - Cambio de conductor Ibis por Grosbeak en el tramo Loncoche – Ciruelos 220kV. <p>Transelec considera que estos proyectos serán infactibles de desarrollar, puesto que las desconexiones impactarán negativamente en los costos de operación del sistema y en la seguridad de suministro de los consumos ubicados al sur de este tramo, si es que no está en servicio previamente una nueva línea entre Cautín y Valdivia que mantenga la conectividad del sistema y el criterio de seguridad N-1 durante los trabajos.</p>	<p>Se solicita incluir la descripción de los proyectos mencionados, junto con un análisis de factibilidad e impacto de las eventuales desconexiones en los costos de operación del sistema y en la seguridad de suministro de los consumos ubicados al sur de este tramo.</p> <p>En opinión de Transelec, dichos proyectos serán infactibles de desarrollar si no se encuentra en operación previamente una nueva línea entre Cautín y Valdivia que mantenga la conectividad del sistema y el criterio de seguridad N-1 durante los trabajos.</p>	Se incluirá
151	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar	<p>1 Descripción de líneas de transmisión</p> <p>1.11 Línea</p>	En las descripciones de líneas y ampliaciones relacionadas con la S/E Cautín, no está considerado el hecho de que esta subestación se emplaza en medio de comunidades indígenas	Modificar la descripción, valorización y cronogramas de los proyectos relacionados	Se modificará

		<p>Parte III SIC</p> <p>Anexo 7 Descripción y Presupuestos de Proyectos de Transmisión del SIC</p>	<p>Charrúa-Mulchén-Cautín 500 kV Pág. 20</p> <p>1.12 Línea Cautín – Ciruelos 500 kV Pág. 22</p> <p>1.23 Línea Mulchén – Cautín Pág. 40</p> <p>1.24 Línea Cautín - Ciruelos Pág. 41</p> <p>2. Subestaciones Escenario CNE</p> <p>2.14 Ampliación en subestación Cautín 220 kV Pág. 99</p> <p>3. Subestaciones Escenario CNE</p> <p>3.13 Ampliación en subestación Cautín 220 kV Pág. 159</p> <p>4. Subestaciones Escenario CNE</p> <p>4.17 Ampliación en subestación Cautín 220 kV Pág. 220</p>	<p>(comunidad mapuche Juan Huenchumil Quintupil). En vista de lo anterior, se prevé gran dificultad en la obtención de terrenos adyacentes para nuevos paños, y en particular, para la llegada de nuevas líneas tanto desde el norte como desde el sur.</p> <p>Para mayor información sobre el emplazamiento de la S/E Cautín, ver la base de datos del Servicio de Evaluación Ambiental relativa al proyecto "Seccionamiento de Líneas 220 kV Temuco-Ciruelos y Temuco-Puerto Montt".</p> <p>http://seia.sea.gob.cl/archivos/Figura_A_2.pdf</p>	<p>con la S/E Cautín, de modo tal que consideren el riesgo de conectar nuevas instalaciones en este nodo del sistema, de acuerdo a lo señalado en la Observación.</p>	
152	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar	5. Asignación de Costos de Proyectos	No se incluye una explicación del criterio utilizado para asignar las obras de subestaciones a los proyectos de línea.	Se solicita incluir en la versión final un texto explicativo sobre la metodología utilizada.	El criterio aplicado fue que la primera obra de transmisión que llegara a una subestación asumirá los costos de ampliación de instalaciones comunes o patios respectivos.

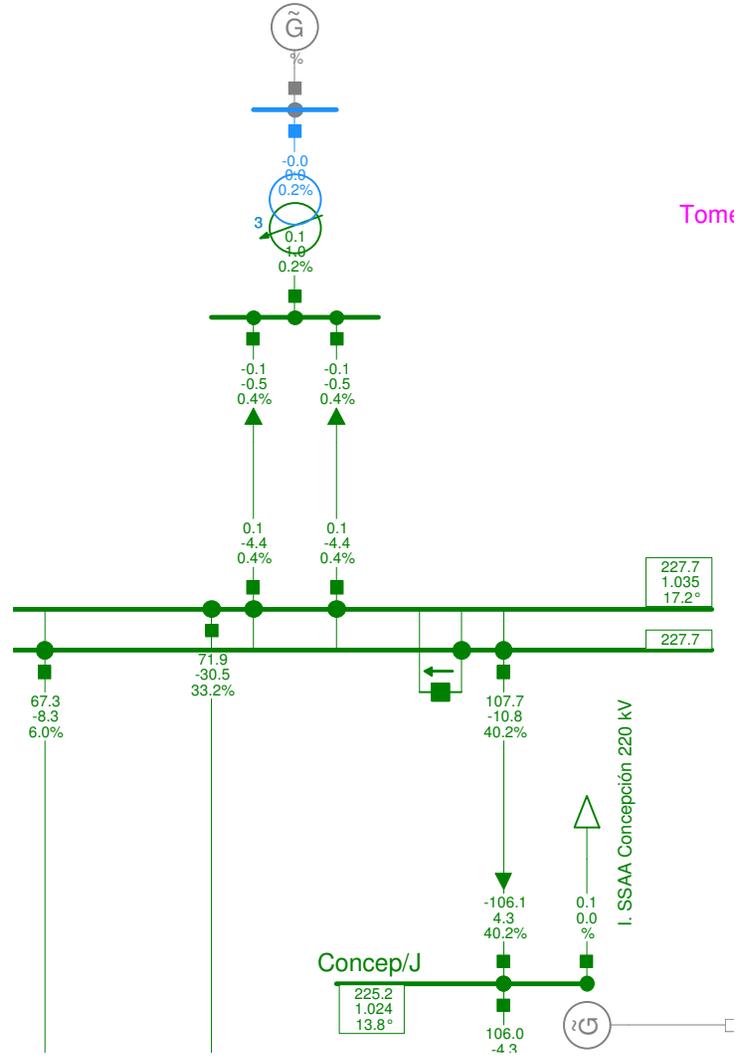
		Parte III SIC Anexo 7 Descripción y Presupuestos de Proyectos de Transmisión del SIC	Pág. 230			
153	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC Anexo 7 Descripción y Presupuestos de Proyectos de Transmisión del SIC	6. Presupuestos y Flujos de Caja para Proyectos Recomendados Pág. 242	No se encuentran los presupuestos de los siguientes proyectos recomendados: <ul style="list-style-type: none"> - Cambio de conductor Ibis por Grosbeak en el tramo Ciruelos – Valdivia 220kV. - Cambio de conductor Ibis por Grosbeak en el tramo Loncoche – Ciruelos 220kV. - Línea 1x220 kV Melipilla-Rapel - Línea Lo Aguirre-Melipilla 2x220 tendido 1 circuito - Modificación Línea Maitencillo-Cardones - Programa de Reemplazo de Interruptores (Parte III Punto 6.5 Pág. 238) 	Se solicita incluir en la versión final los presupuestos faltantes.	Se incluirán.
154	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC Anexo 8 Resumen de Resultados de los Estudios Eléctricos para el SIC	Página 5	El Consultor señala que utilizó un margen de estabilidad de tensión de un 3%. La normativa vigente establece un margen de estabilidad de tensión definida en el artículo 5- 55 de la NT, el cual afecta directamente la capacidad de transmisión de los Elementos Series del sistema.	Se solicita aplicar el margen de estabilidad de tensión en los términos que señala el artículo 5- 55 de la NT vigente.	El artículo 5-55 de la Norma Técnica no es claro en la definición del margen de estabilidad de tensión. El Consultor no logró darle una interpretación razonable a este artículo, por lo cual se adoptó el criterio que se indica en el Anexo 8: " Los límites por estabilidad de tensión se determinaron considerando un margen de seguridad equivalente al 3% de la demanda al norte del tramo analizado con respecto al menor de los siguientes valores: - Punto en que se alcanza la tensión mínima permitida por la Norma Técnica para Estado de Alerta, que para barras de 220 kV es

						<p>de 0.93 p.u.</p> <p>- Punto en que se observa un incremento rápido de la pendiente dV/dP (típicamente cuando se copa la capacidad de regulación de los CER)."</p> <p>El artículo 5-55, en cambio, se refiere a un margen de 20% en relación a valores de tensión, que no hace sentido, por cuanto podría interpretarse que si el nivel del colapso de tensión es más próximo al mínimo de la banda, la potencia límite se incrementaría. Por ello, el Consultor prefirió adoptar un criterio más conservador, basado en valores de potencia.</p>
155	TRANSEL EC	<p>Informe Final Preliminar</p> <p>Parte III SIC</p> <p>Anexo 9 Estudio de Verificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para el SIC</p>	<p>Subtítulo 1.1.3.4 Página 3-4 (No respondida anteriormente)</p>	<p>El Consultor señala la posibilidad de utilizar EDAC, EDAG o ERAG en el desarrollo de los estudios de estabilidad transitoria que verifican el cumplimiento de la NT, ante la ocurrencia de las contingencias simples de severidad 3 y 4, haciendo referencia al artículo 6-60 de la NT.</p> <p>Existe una inconsistencia en la argumentación del Consultor, ya que dicho artículo (6-60) se aplicaría sólo para Contingencias Extremas (está bajo el Título 6-10 “Estudio para Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE)”), y no para contingencias simples que son las que el Consultor analiza en el ETT. Además, las contingencias estudiadas en el PDCE corresponden a contingencias para las cuales el sistema no está diseñado, y la funcionalidad del PDCE corresponde sólo como medida operacional para evitar el desmembramiento total de los Sistemas Interconectados ante contingencias extremas.</p> <p>En el artículo 5-5 de la NT, se establece que no se deben utilizar este tipo de automatismos (EDAC, EDAG y/o ERAG) en la planificación</p>	<p>Se solicita al Consultor no considerar la utilización de EDAC, EDAG o ERAG en las distintas etapas del proceso de planificación del sistema de transmisión troncal, tal como se indica en el artículo 5-5 de la NT.</p>	<p>La observación es correcta, lamentablemente por error esta frase ha quedado desde la primera versión de este Informe. Posteriormente esto se ha aclarado y el Criterio seguido es el indicado por TRANSELEC, y como lo requiere la Norma en el artículo 5-5.</p>

				del sistema de transmisión troncal. Debido a lo anterior, no se deben utilizar EDAC, EDAG o ERAG en las distintas etapas del proceso de planificación del sistema de transmisión troncal desarrollado en el Estudio de Transmisión troncal.		
156	TRANSEL EC	Informe Final Preliminar Parte III SIC Anexo 9 Estudio de Verificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para el SIC	General	De los gráficos presentados por el Consultor, es imposible realizar una verificación de las exigencias establecidas en la NT. Los datos presentados, no permiten calcular factor de amortiguamiento de los flujos por líneas, ni realizar una verificación del comportamiento dinámico de la tensión.	Se solicita indicar, en el informe y/o en los gráficos, los valores utilizados para el cálculo del factor de amortiguamiento, como de los rangos aceptables de las variables de interés (flujos, tensiones, frecuencia y ángulo) de manera de poder realizar una verificación adecuada de las simulaciones dinámicas.	Se completarán las simulaciones según lo requerido; no obstante en diversas figuras de las simulaciones presentadas, en particular donde los fenómenos se han mostrado en forma sobresaliente, se han evidenciado los valores máximos y mínimos de las diversas magnitudes que permiten verificar, por ejemplo, el factor de amortiguamiento. El Criterio para medirlo ha sido basándose en mediciones a partir de la segunda oscilación, para evitar el efecto del primer transitorio que suele ser fuertemente alineal, y en el cual el amortiguamiento aportado por los estabilizadores no es representativo.

ANEXO 1
DIAGRAMAS FLUJOS SUBESTACIÓN CHARRÚA

Generador Santa María



Tome

