



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FISICAS Y MATEMATICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA INDUSTRIAL**

**“ESTRATEGIA DE NEGOCIOS PARA EL DESARROLLO DE SISTEMAS
DE EVACUACIÓN DE CENTRALES GENERADORAS A LA RED
ELÉCTRICA”**

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGISTER EN GESTION Y DIRECCION DE
EMPRESAS**

HECTOR HERNÁN AVILÉS CORNEJO

**PROFESOR GUIA:
LUIS ZAVIEZO SCHWARTZMAN**

**MIEMBROS DE LA COMISION:
DANIEL ESPARZA CARRASCO
GABRIEL FIERRO CERENO**

SANTIAGO DE CHILE

JULIO DE 2009

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es desarrollar una estrategia de negocios que permita a una empresa eléctrica construir sistemas de transmisión para evacuar en forma eficiente y rentable la energía eléctrica generada por grupos de centrales de tamaño mediano (5 a 50 MW), distribuidas en áreas geográficamente cercanas, pero alejadas de los sistemas de transmisión principales. La organización elegida es el Grupo de Empresas SAESA, de reconocida presencia en el Sur de Chile, que a través de sus filiales o relacionadas, participa en forma activa en los negocios eléctricos de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía entre las regiones VIII y XI.

En el contexto energético actual, es necesario el desarrollo de proyectos de generación de electricidad amigables con el medio ambiente (las llamadas Energías Renovables No Convencionales, ERNC) y que permitan aportar cantidades relevantes de energía al sistema eléctrico nacional. En la zona sur del país, existen numerosos proyectos de generación en base a centrales hidroeléctricas de pasada que para inyectar su energía al sistema deben efectuar grandes inversiones en transmisión, y que para hacer rentable al conjunto de proyectos deben construirse en forma integrada. En la zona de concesión del Grupo SAESA existen, al menos, 7 sectores en que se registra esta situación, con una potencia a evacuar del orden de 500 MW e inversiones de más de 100 Millones de dólares en líneas y subestaciones de poder.

La metodología usada es el análisis de la interacción estratégica de los actores del sistema eléctrico: generadores, transmisores y distribuidoras; mediante teoría de juegos e integrada con un análisis sistémico de los principales elementos estratégicos del mercado de transmisión eléctrica: imperfecciones existentes (economías de escala, concentración de actores en algunos segmentos), Marco Regulatorio del Sector Eléctrico y acción del regulador, entre otras.

Para ello se definió un marco de análisis para el negocio de transmisión, distinguiendo los elementos que lo componen (legal y económico), la interacción que se produce entre los distintos actores y el efecto de los elementos estratégicos del mercado. Posteriormente, se aplicó este marco de análisis a un caso puntual y su extensión a otros proyectos similares, determinando el efecto de los elementos estratégicos considerados y cómo deben ser abordados en la definición de una estrategia: reducir los factores de incertidumbre para desarrollar y asegurar la mejor solución constructiva desde el punto de vista técnico-económico; controlar las variables claves en la implementación de los proyectos: concentración en la prestación de servicios de ingeniería y eficiencia en la obtención de las servidumbres de paso; el financiamiento competitivo de las obras y la posible intervención del regulador.

La estrategia propuesta aborda tres líneas de acción principales: el desarrollo de la excelencia operacional, entendida como proyectos competitivos en calidad, costo y plazos; el desarrollo de soluciones integrales que reduzcan los riesgos y mejoren la rentabilidad de los proyectos a través de comercialización de energía y; el desarrollo de una imagen pública y relación con la autoridad que afiance el liderazgo de la compañía en esta área.

Para finalizar, se realiza un análisis de elementos estratégicos nuevos que deben ser considerados, como los efectos de la crisis financiera internacional en lo referido a acceso al crédito, contracción de la demanda eléctrica, volatilidad de precios de materiales y combustibles, calentamiento global, oposición de grupos ecologistas y las posibles acciones del regulador.

INDICE

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	
I.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO	4
I.2. OBJETIVO GENERAL Y ALCANCES DEL ESTUDIO	7
I.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	8
I.4. RESULTADOS ESPERADOS	8
I.5. METODOLOGÍA	8
CAPÍTULO II: MARCO DE ANÁLISIS	
II.1. CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	9
II.2. MARCO REGULATORIO DEL NEGOCIO ELÉCTRICO EN CHILE	10
II.3. TARIFICACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	11
II.4. MODELO DE INTERACCIÓN ESTRATÉGICA A APLICAR EN EL ANÁLISIS DE MERCADO	13
II.5. INTERACCIÓN ESTRATÉGICA EN EL MERCADO DE LA GENERACIÓN TRANSMISIÓN	14
CAPÍTULO III: APLICACIÓN DEL MARCO DE ANÁLISIS A UN CASO REAL	
III.1. CASO A ESTUDIAR	16
III.2. PERSPECTIVA DEL ANÁLISIS	18
III.3. ESTADO ACTUAL DEL JUEGO: INTERACCIÓN ESTRATÉGICA EXISTENTE ENTRE LOS AGENTES PRINCIPALES (JUGADORES)	19
III.4. RESULTADOS DE LA INTERACCIÓN	21
III.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL JUEGO Y ESTRATEGIA ACONSEJABLE	24
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE ELEMENTOS ESTRATÉGICOS DEL NEGOCIO	
IV.1. REDUCIR FACTORES DE INCERTIDUMBRE PARA DESARROLLAR PROYECTOS EXITOSOS	26
IV.2. BAJA CANTIDAD DE ACTORES EN LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE INGENIERÍA	27
IV.3. LA OBTENCIÓN DE LAS SERVIDUMBRES DE PASO COMO UN ELEMENTO ESTRATÉGICO DE COMPETITIVIDAD	28
IV.4. FINANCIAMIENTO COMPETITIVO Y CERTIDUMBRE EN LOS FLUJOS FUTUROS	31
IV.5. POSIBLE INTERVENCIÓN DEL REGULADOR	32
CAPÍTULO V: PROPUESTA DE ESTRATEGIA	
V.1. DEFINICIÓN DE LA ESTRATEGIA	33
V.2. ANÁLISIS INTERNO Y EXTERNO DEL GRUPO SAESA EN SU PARTICIPACIÓN EN ESTE NEGOCIO	34
V.3. ESTRATEGIA DE POSICIONAMIENTO	38
V.4. DEFINICIÓN DEL NEGOCIO	41
V.5. PROPUESTA DE LÍNEAS ESTRATÉGICAS Y PROYECTOS	43
CAPITULO VI: NUEVOS ELEMENTOS ESTRATÉGICOS A SER CONSIDERADOS	
VI.1. NUEVOS FACTORES DE INCERTIDUMBRE POR CRISIS FINANCIERA INTERNACIONAL y GLOBALIZACIÓN	45
VI.2. OTRAS REFLEXIONES PERSONALES	51
CAPITULO VII: CONCLUSIONES FINALES	
VII.1. FACTORES CLAVES DE ÉXITO	54
VII.2. RECOMENDACIONES FINALES	55
BIBLIOGRAFÍA	57
ANEXOS	58
ANEXO A: ANÁLISIS COMPARATIVO ALTERNATIVAS DE PROYECTOS	
ANEXO B: MAPA ESTRATÉGICO DE NUEVA LÍNEA DE NEGOCIOS	
ANEXO C: EJEMPLO DE MODELO DE OPTIMIZACIÓN	
ANEXO D: MODELO DE ACUERDO MARCO ENTRE TRANSMISOR Y GENERADORES	
ANEXO E: MODELO DE CONVENIO DE INGENIERÍA, CONSTRUCCIÓN Y PAGOS DE PEAJE	
ANEXO F: MODELO DE CONTROL DE AVANCE DEL PROYECTO	

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

I.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO

En el contexto de la actual crisis energética que vive el país, es necesario el desarrollo de proyectos de generación de electricidad. En particular, es deseable que estos proyectos sean amigables con el medio ambiente y que permitan aportar cantidades relevantes de electricidad al sistema eléctrico nacional (Las llamadas Energías Renovables No Convencionales, ERNC).

Dentro de las alternativas existentes en la zona sur del país, aprovechar el potencial de generación hidráulica en base a centrales hidroeléctricas de pasada debe ser una alternativa a evaluar. En particular, si buscamos desarrollo de alternativas poco invasivas con el medio ambiente, debemos enfocarnos en desarrollos hídricos que aprovechan los flujos de agua para generación de electricidad (centrales hidroeléctricas de pasada).

Desde esta perspectiva, generar estrategias que viabilicen este tipo de proyectos presenta una importante oportunidad de negocios en el sector que, al no estar sujetos a regulación de precios, permiten el desarrollo de negocios de largo plazo con rentabilidades parejas y muy por sobre las tasas habituales del mercado. De manera adicional, ayudan a resolver el problema de escasez energética que vive el país.

La dificultad que presentan este tipo de proyectos, como norma general, es que se encuentran alejados de la red eléctrica y adicionalmente son de tamaños relativamente pequeños que dejan de ser viables económicamente cuando deben financiar el desarrollo del sistema de evacuación de su energía. Esta dificultad se acrecienta cuando los desarrolladores de proyectos de generación carecen de experiencia necesaria para construir y operar sistemas de transmisión.

La organización elegida es el Grupo de Empresas SAESA, de reconocida presencia en el Sur de Chile, que a través de sus filiales o relacionadas, participa en forma activa en los negocios eléctricos de generación, transmisión, distribución y comercialización entre las regiones VIII y XI.

En la zona de concesión del Grupo SAESA existe, al menos, 7 zonas en que se registra esta situación, con una potencia a evacuar de aproximadamente 500 MW e inversiones estimadas de más de 100 Millones de dólares en líneas eléctricas y subestaciones.

Como es de público conocimiento, los altos precios que ha alcanzado la energía eléctrica en los últimos años ha motivado el desarrollo de numerosos proyectos de generación a pequeña y mediana escala (entre 5 y 100 MW). A modo de referencia los precios monómicos de la energía han pasado desde los 40 US\$/MWh el año 2004 a precios superiores a los 120 US\$/MWh a inicios del año 2009. Las expectativas del mercado, suponen que los precios monómicos de largo plazo serán del orden de 80 a 90 US\$/MWh (que se desprenden de los estudios de la Comisión Nacional de Energía y de los resultados de las últimas licitaciones de suministro de empresas distribuidoras).

Un alto porcentaje de estas pequeñas centrales se encuentran alejadas de los sistemas de transmisión, por lo cual deben considerar como parte relevante del proyecto inversiones en líneas que les permitan llegar a estos sistemas. A pesar que los proyectos son de propietarios distintos, las condiciones geográficas e hidrológicas del país hacen que varios de estos proyectos se encuentren geográficamente cerca unos de otros, pero alejados a considerables distancias de los sistemas de transmisión (40 km o más) y requieren inversiones cercanas a los 80 MUS\$/km, lo que encarece significativamente el costo total del proyecto y, en muchos casos, haciéndolos inviables individualmente.

En un sistema en que interactúan varios actores (generadores, transmisores, distribuidores), se requiere definir una estrategia para manejar de manera rentable esta interacción, propendiendo a obtener la mejor solución para cada actor y de una forma poco invasiva con el medio ambiente.

En estas condiciones, la estrategia debe integrar proyectos geográficamente cercanos y aprovechar las sinergias y economías de escala en el desarrollo de sistemas de transmisión de electricidad, separando los negocios de generación y transmisión entre operadores distintos y dando viabilidad a los desarrollos de este

Los dueños de los sistemas de distribución y transmisión presentan ventajas significativas con respecto a otros actores del negocio, por la capacidad instalada que poseen en dichas zonas y su conocimiento integral del negocio eléctrico. Esto les abre la posibilidad a los desarrolladores de proyectos de concentrarse en el negocio de generación, dejando a otros actores del sector eléctrico la tarea de desarrollar los sistemas de evacuación y la comercialización de la energía.

El enfoque que se dará al estudio es desde la perspectiva de una empresa importante en el sector que posee conocimiento integral del negocio y gran capacidad financiera, que desea ampliar sus actuales líneas de negocio a partir de la oportunidad que visualiza en el mercado. Este punto es importante porque permite viabilizar proyectos aumentando la certidumbre de pagos para los desarrolladores de proyectos y les permite acceder a un mercado que para ellos es complejo y desconocido.

El siguiente cuadro nos muestra una dimensión del potencial del negocio al que se está evaluando ingresar:

**CUADRO 1-1 RESUMEN EN EL TIEMPO DE PROYECTOS EXISTENTES EN LA ZONA DE CONCESIÓN
GRUPO SAESA
(EN MMUS\$)**

LINEAS EVACUACIÓN	Inv.	Conexión	Margen MM\$				
	MM\$		2009	2010	2011	2012	2013
BUTAMALAL–CAYUCUPIL (Mixto)	2100	Mar-2010 Dic 2010	CIERRE		250	320	320
RUPANCO–LICAN (Tx)	17000	2011			2000	2500	2500
HORNOPIRÉN (Tx)	24000	Dic 2012			CIERRE		3120
CHARRÚA (Tx)	6000	Dic 2012			CIERRE		780
LICANCO–CUNCO–Melipeuco (Tx)	6000	Dic 2011		CIERRE		780	780
CARRAN (Tx)	2500	Dic 2011	CIERRE			390	390
TOTAL	57600				2250	3990	7890

Fuente: Elaboración personal

I.2. OBJETIVO GENERAL Y ALCANCES DEL ESTUDIO:

El objetivo del presente trabajo es diseñar una estrategia de negocios que permita al grupo de empresas SAESA desarrollar como negocio el desarrollo de sistemas de transmisión que permitan evacuar en forma eficiente y económica la energía eléctrica generada por grupos de centrales generadoras de pasada de tamaño mediano (5 a 50 MW), distribuidas en áreas geográficamente cercanas, pero alejadas de los sistemas de transmisión eléctrica que permitirían aprovechar su potencial.

En términos prácticos, la idea es, a partir de casos concretos, desarrollar una estrategia de negocios que permita a la empresa en estudio aprovechar las economías de escala del negocio, las sinergias con sus instalaciones actuales y la solidez de su posición en el mercado, para crecer rentablemente en una nueva línea de negocios eléctricos ayudando al país a resolver un problema energético.

El análisis será realizado desde el punto de vista de la interacción estratégica que se produce entre los distintos actores que buscan maximizar sus beneficios, en un ambiente en que la regulación existente presenta importantes imperfecciones.

No es objetivo del presente estudio ahondar en la solución del problema energético del país ni provocar cambios significativos en el marco legal del regulado mercado eléctrico. La visión es, a partir de lo existente, generar una alternativa innovadora para resolver un problema no resuelto.

Tampoco es objetivo del estudio optimizar las soluciones técnicas, ni mejorar las estrategias para realización del proyecto (optimización del proyecto, soluciones constructivas, etc.).

I.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir la situación a estudiar dentro del marco legal y económico actual del regulado mercado eléctrico en que se inserta el negocio.
- Determinar los elementos estratégicos más relevantes que determinan la viabilidad y rentabilidad de los proyectos de transmisión eléctrica que permitan inyectar al sistema la energía de centrales pequeñas.
- Definir una forma de abordar los elementos estratégicos antes definidos para lograr ventajas competitivas sostenibles en el desarrollo de la línea de negocios que se desea incorporar.
- Definir una estrategia de negocios a seguir para la empresa analizada que permita el desarrollo de proyectos de transmisión rentable y eficiente para ella y para el resto de los actores involucrados.
-

I.4. RESULTADOS ESPERADOS

- Como resultado de este trabajo se pretende entregar a la empresa eléctrica en cuestión una estrategia para el desarrollo de la nueva línea de negocios.
-

I.5. METODOLOGÍA

La metodología consiste en crear un marco de análisis integral que contemple la interacción estratégica de los actores del mercado y los elementos estratégicos claves que lo determinan. Para ello se contempla un análisis estratégico del mercado eléctrico, distinguiendo las imperfecciones existentes en él (economías de escala, poder monopólico, entre otras), seleccionando de manera cuidadosa las variables que lo determinan y utilizando herramientas de análisis como FODA, Fuerzas competitivas de Porter y elementos de Teoría de Juegos.

La selección de la estrategia a seguir se realizará en base a metodologías de Evaluación de Proyectos desde el punto de vista privado. En particular, se buscará maximizar el Valor Presente Neto para Grupo SAESA en base a alternativas de mínimo Valor Actual de los Costos para los proyectos interesados en el desarrollo de las líneas.

CAPÍTULO II: MARCO DE ANÁLISIS

II.1. CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

En términos económicos, los sistemas de transmisión se caracterizan por:

- a) Economías de Escala: La presencia de importantes economías de escala en su capacidad de transmisión. A modo referencial, con aumentos de inversión del 20% se pueden lograr aumentos en la capacidad de transmisión del 100% en la capacidad de las líneas.
- b) Dificultades Constructivas: Si bien los proyectos de ingeniería presentan posibilidades acotadas de soluciones constructivas, cada vez son mayores los costos asociados a servidumbres de paso y restricciones ambientales, lo que encarece y atrasa significativamente los proyectos de construcción de líneas.
- c) Diseño óptimo: Al evaluar las líneas óptimas a construir se debe considerar junto al valor de inversión, las pérdidas que se producen en las líneas, debiéndose conjugar el menor costo conjunto bajo un criterio de menor Valor Actual de los costos o VAC. Además de los trazados, las variables técnicas que se deben decidir son básicamente el nivel de tensión de las líneas y el conductor a utilizar
- d) Riesgos del negocio de generación: La complejidad adicional de este diseño es que tanto los niveles de flujos como los precios de la electricidad son variables aleatorias que dependen, a modo de ejemplo, de la pluviometría del sector, del país, de la evolución del tipo de cambio y del precio de otros combustibles como el carbón o el petróleo.
- e) Dependencia del óptimo global de acuerdo a decisiones individuales: En los casos en que existe un alto número de proyectos de generación para una misma línea, la solución constructiva óptima puede variar dependiendo de los proyectos considerados. Esta situación es particularmente importante al considerar que la

bondad económica de los proyectos son variables aleatorias, por los que la aversión al riesgo o la carencia de respaldo financiero de generadores de menor tamaño poco diversificados puede implicar que algunos de estos proyectos finalmente no se realicen, existiendo riesgo de sobredimensionar y por tanto subrentar las instalaciones.

- f) Existencia de externalidades en las pérdidas técnicas: Las pérdidas técnicas de las líneas eléctricas son proporcionales al cuadrado de los flujos. Por tanto, cuando en un sistema de transmisión se incrementan los flujos por el ingreso de un nuevo generador, estos generan aumentos cuadráticos en las pérdidas, lo que afecta al resto de los generadores.

- g) Operación y Mantenimiento de las líneas: Un proyecto de generación al incorporar una componente de transmisión desvía esfuerzos hacia actividades de mantenimiento y operación de las líneas que no pertenecen al centro del negocio y a la experiencia de los desarrolladores de proyectos de generación

II.2. MARCO REGULATORIO DEL NEGOCIO ELÉCTRICO EN CHILE

La normativa legal que rige el sector eléctrico está formada principalmente por los siguientes textos o grupos e textos legales:

- 1) Ley General de Servicios Eléctricos D.F.L. Nº 4 de 2006 del Ministerio de Minería y sus modificaciones, en adelante e indistintamente Ley Eléctrica o LGSE.
- 2) Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, DS 327/1997
- 3) Normas Técnicas de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).
- 4) Reglamento Interno y Manuales de Procedimientos del CDEC-SIC.
- 5) Normas y prácticas de aplicación habitual en sistemas eléctricos de distribución

Desde el punto de vista de las instituciones públicas, los principales actores del sector corresponden a la Comisión Nacional de Energía (CNE), dependiendo del Ministerio de Energía, que es el organismo normativo, y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC, que corresponde al ente fiscalizador.

El mercado eléctrico nacional se divide en 4 segmentos de acuerdo a las actividades realizadas: Los generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores. Salvo en los segmentos de generación y comercialización corresponde a un mercado con un alto nivel de regulación.

En la solución al problema que nos enfrentamos, un actor relevante que podría cambiar el marco del negocio es el Estado. A modo de ejemplo, en algunos países europeos, a fin de incentivar los proyectos de generación, es el Estado quien a su costo desarrolla los sistemas de transmisión, subsidiando la generación y actuando como monopolio en la transmisión.

En nuestro país, el modelo general aplicado en el sector eléctrico busca que los problemas sean resueltos por los agentes privados y que sean los beneficiados con este tipo de proyectos los que se encarguen del desarrollo y su financiamiento, limitando el accionar del Estado a los casos en que el mercado no funcione. Este mecanismo lleva en ocasiones a que, en casos en que el mercado no funciona correctamente, buena parte de los cambios regulatorios son impulsados por los mismos actores del sector.

II.3. TARIFICACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

La teoría asociada a la tarificación de los sistemas de transmisión es abundante, no existiendo consenso en cuanto a cual es el mejor mecanismo para financiarlos. Desde mecanismos de pago en función de flujos hasta mecanismos de pago en función de la capacidad instalada.

En algunos países europeos, a fin de incentivar los proyectos de generación, es el estado quien a su costo desarrolla los sistemas de transmisión, subsidiando la generación y actuando como monopolio en la transmisión. No obstante en nuestro país, el modelo general del sector eléctrico propende a que sean los beneficiados con este tipo de proyectos los que se encarguen del desarrollo y financiamiento de estos proyectos.

En transmisión tampoco existe consenso en la forma en que se debe prorratear los costos de transmisión, ya sea en función de la máxima potencia transitada o sobre los flujos de energía (son diferentes producto de los distintos factores de carga de los proyectos). .

Desde el punto de vista regulatorio, la legislación chilena en el sector transmisión distingue 3 sectores:

- Transmisión Troncal: Está íntegramente regulada y corresponden a las líneas eléctricas y subestaciones principales del sistema, prácticamente en su totalidad se trata de instalaciones en 220 kV e instalaciones hasta la tensión de 66 kV. Posee límite de propiedad en sus instalaciones si el propietario participa en otros segmentos. Tarifariamente, las obras a desarrollar se establecen por decretos, los que deben ser licitados y los montos aceptados se rentan mediante peajes calculados en base a una rentabilidad del 10% real anual. El principal actor y operador en este segmento es la empresa TRANSELEC.
- Subtransmisión: Está formada por líneas que se encuentran en un nivel de tensión superior a los 25 kV y que no son Troncales. Este sistema se encuentra íntegramente regulado con una rentabilidad asegurada de 10% real anual, en base a estudios tarifarios que se realizan cada 4 años que se financian incorporándola a las tarifas de todos los clientes. Los principales operadores son CGE Transmisión S.A. y Sistema de Transmisión del Sur S.A.
- Transmisión adicional: Corresponden a instalaciones destinadas en forma exclusivas a conectar centrales generadoras con los sistemas de transmisión troncales o de subtransmisión. El DFL N°4 estipula que estas instalaciones no se

encuentran reguladas y se rentan por acuerdos libres entre los generadores y transmisores sin limitaciones a la estructura de propiedad.

II.4. MODELO DE INTERACCIÓN ESTRATÉGICA A APLICAR EN EL ANÁLISIS DE MERCADO

Para esta etapa del estudio se han revisado varios textos de estrategia, partiendo de los tradicionales de Michael Porter y otros en cuanto a estrategias competitivas que no se consideraron aplicables a la solución del problema a resolver. Se propone que este es un problema de estrategia cooperativa, más que competitiva, en que el análisis de Porter sólo se aplica a nivel de competidores de Transmisión, pero con una baja intensidad, en gran medida por el control que poseen las empresas distribuidoras sobre los consumos, lo que le permite optimizar los beneficios que el transmisor puede percibir, dándole una ventaja competitiva en casos de integración vertical.

La metodología de análisis para la interacción elegida para el caso en cuestión es la Teoría de Juegos porque permite integrar las múltiples opciones que presentan los distintos actores: generadores, transmisores, distribuidores, y los resultados de sus decisiones.

En este modelo de interacción estratégica, de manera adicional afectan el poder de negociación de las partes otros elementos como:

- El poder monopólico que adquiere al operador en caso que realice un solo proyecto, dada la importancia de las economías de escala.
- Costos hundidos: En este caso, una vez que se toma una decisión se efectúan fuertes inversiones que permanecerán como “costos hundidos”, por lo que las variables claves del proyecto deben ser fijadas previamente, con garantías reales, de manera que el resto de los actores no vean afectada su posición negociadora.

- Las decisiones de los generadores influyen en las decisiones de los otros generadores. Si bien, por las características del negocio de generación ambos generadores no compiten por la venta de energía, es claro que estamos en presencia de externalidades típicas del transporte: cómo compatibilizar las economías con las externalidades producidas por las pérdidas de energía en el transporte.

II.5. INTERACCIÓN ESTRATÉGICA EN EL MERCADO DE LA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN

Por las características de los proyectos de generación eléctrica y de transmisión, las decisiones tomadas tendrán efectos durante un plazo muy prolongado, ya que los proyectos de vida útil prolongada (más de 15 o 20 años), y la relación contractual entre las partes puede superar largamente los 50 años.

Por esta razón, si se desea llegar a una solución colaborativa, es clave generar *las confianzas* que permitan a los jugadores efectuar las inversiones sin temor a ver afectada su posición negociadora. Por esta razón, la negociación se debe realizar integralmente al comienzo del proyecto, previo a la firma de los contratos y la ejecución de las obras. Asimismo, se deben generar mecanismos de vigilancia estricta y fuertes multas que eviten los incumplimientos por parte de algunos jugadores.

La confianza también es clave para evitar que los jugadores tomen decisiones que les permiten resolver su problema individual en desmedro del resto de los actores. Es decir, que eviten la tentación de disminuir su exposición al fracaso minimizando los efectos de decisiones o incumplimientos del resto.

Otra dificultad de este tipo de proyectos es la complejidad del negocio de generación en sí mismo. En particular, adicional al riesgo de fallas o catástrofes, son variables aleatorias tanto los niveles de generación futuros como los precios que recibirán los generadores, por lo que es deseable acotar al máximo las variables riesgosas.

Como se señaló anteriormente, las decisiones de los actores producen externalidades entre actores involucrados específicos. Por ejemplo, la externalidad en los niveles de pérdidas en las líneas, cuando aumentan las potencias máximas que transitan por ellas. Para mitigar estos costos, es posible permitir que los actores que se ven afectados por las ganancias y pérdidas de la externalidad negocien directamente los puntos en conflicto. Es decir, que en lugar de establecer negocios conjuntos, se establezcan contratos bilaterales en las partes. El riesgo de estas decisiones es que estas asociaciones o disociaciones afectan el poder negociador de las partes por el uso “del bien común”.

Los resultados de las negociaciones pueden llevar a que los actores realicen sus decisiones individuales hasta una solución totalmente integrada como la que se puede dar en el caso que un actor compre al resto (integración vertical) y maximice su utilidad como un solo proyecto. De esta forma, en los casos en que no existe integración vertical, todas las variables y situaciones determinantes de la rentabilidad del negocio para cada actor se deben definir en forma clara y precisa en los contratos firmados por las partes.

A partir de este análisis de cómo lograr proyectos exitosos realizado durante el estudio, surgieron factores que inicialmente fueron considerados de importancia secundaria, pero que en la práctica son los que permiten desarrollar una estrategia exitosa para entrar a este negocio. Dada su importancia, estos elementos analizarán individualmente en el capítulo IV.

CAPÍTULO III: APLICACIÓN DEL MARCO DE ANÁLISIS A UN CASO REAL

III.1. CASO A ESTUDIAR

Como se señaló anteriormente, la forma de abordar el trabajo es a través de un proyecto en particular y su extrapolación de la estrategia diseñada al resto de las situaciones vistas por la empresa usando *teoría de juegos*.

Un juego se caracteriza por:

- Los jugadores: Son todos los agentes involucrados en la situación de mercado planteada. Para el caso descrito, son los dueños de los proyectos de generación, las empresas que puedan construir y/o operar el sistema de transmisión y los consumidores de electricidad ubicados en la zona.
- Las Reglas: Se refiere a las relaciones contractuales que se producen entre los jugadores, definiendo quién realiza acciones, cuándo las realiza, la certidumbre de escenarios futuros existente al momento de realizar las jugadas y las alternativas que poseen en cada momento.
- Los Resultados: Corresponde a los resultados posibles que se tienen para cada posible set de acciones ejecutadas por los jugadores. Es decir, los beneficios que posee cada actor involucrado.
- Los Pay-offs: Cuáles son las preferencias de los jugadores (su función de utilidad individual) frente a los posibles resultados y cuáles son sus riesgos.
- La dinámica del juego: En este caso las decisiones no son reversibles, por lo que se trata de juegos de una sola vez.

El caso a estudiar corresponde a una situación real existente en la zona del golfo de Arauco, en que coinciden diversos proyectos de generación.

Los actores principales de este mercado son:

- Generadores Existentes:
 - Central Térmica Diesel “Cañete” de propiedad del Grupo SAESA con capacidad 3 MW, ubicado en la cercanía de la localidad de Cañete.

- Proyectos de Generación:
 - Central Hidráulica Butamalal, de 12 MW de capacidad, ubicada aproximadamente a 20 km al oriente de Cañete, de propiedad de RPI Energías Renovables.
 - Central Hidráulica Cayucupil, de 6 MW de capacidad, ubicada a 10 km de la central Butamalal, en dirección Noroeste.

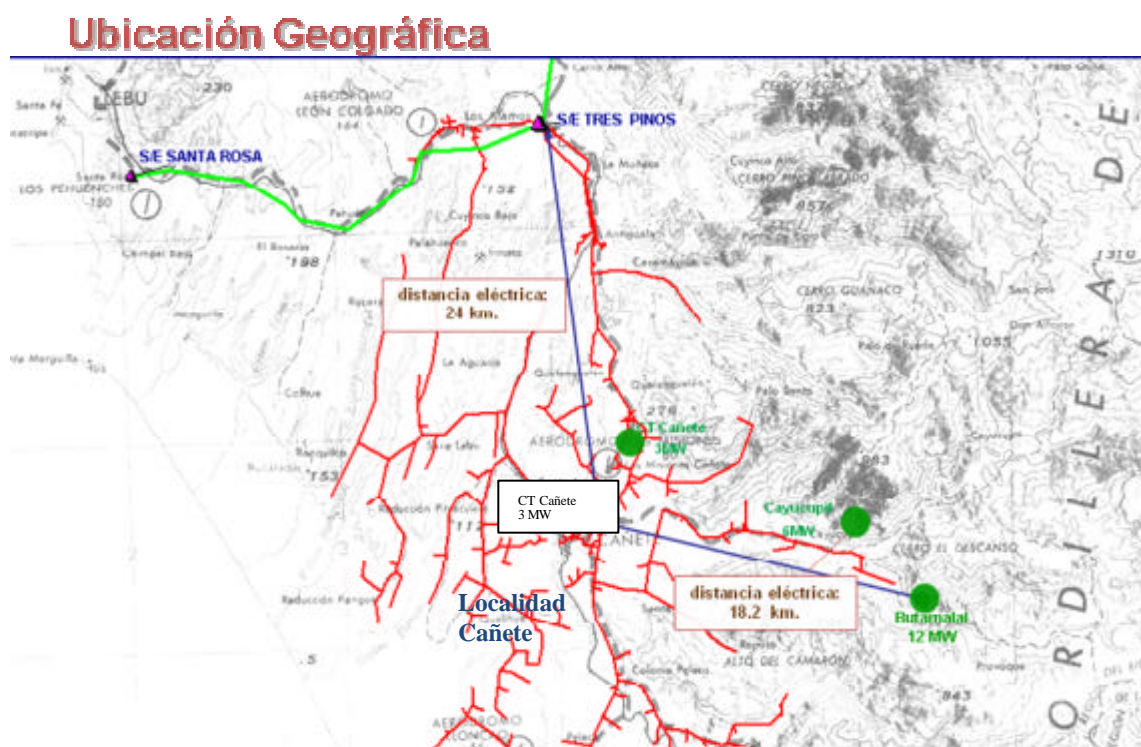
- Empresa Subtransmisora:
 - CGE Transmisión S.A., dueña del sistema de transmisión que se extiende desde la localidad de Coronel y llega hasta la localidad de Lebu con una extensión de 102 km y subestaciones 6 subestaciones primarias en esa zona. En particular, es la dueña de la Subestación primaria Tres Pinos, desde donde se alimenta el sistema de distribución cercano a la zona de análisis.
 - STS, perteneciente al Grupo SAESA dueña en la zona de aproximadamente 15 km de líneas y 2 subestaciones.
 - Proyecto Línea 66kV Butamalal-Cayucupil-Cañete-Tres Pinos: STS o CGE Transmisión.

- Empresa Distribuidora:
 - FRONTEL: Es la distribuidora que atiende la totalidad de los consumos ubicados al sur de Curanilahue. La zona de Cañete, se alimenta desde la Subestación Tres Pinos ubicada a 20 km. Posee una concentración de consumos de aproximadamente 5 MW de demanda máxima y se conecta por el sur con la zona de Angol. Debido a su lejanía geográfica presenta

problemas en de calidad de suministro con reiterados reclamos de sus clientes.

La zona geográfica en estudio se puede apreciar en la siguiente imagen

IMAGEN 3-1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS EN ESTUDIO



III.2. PERSPECTIVA DEL ANÁLISIS

El enfoque que se dará al estudio es desde la perspectiva de una empresa importante en el sector que posee conocimiento integral del negocio y gran capacidad financiera, que desea ampliar sus actuales líneas de negocio a partir de la oportunidad que visualiza en el mercado. Este punto es importante porque permite viabilizar proyectos aumentando la certidumbre de pagos para los desarrolladores de proyectos y les permite acceder a un mercado que para ellos es complejo y desconocido.

En base a un análisis de interacción estratégica de los agentes y de sus problemas a resolver se construirá un marco de análisis del negocio para proponer una estrategia de negocios a GRUPO SAESA.

Los problemas individuales a resolver:

- Generadores (mercado no regulado)
 - Proyecto de Generación
 - Evacuar producción al sistema: Inversión, operación y pérdidas
 - Comercializar la energía
 - Proyectos se pagan en 20 años

- Distribuidora (mercado regulado)
 - Consumos Cañete (5 MW), calidad de servicio deficiente
 - Refuerzo líneas

- Subtransmisora
 - Desarrollo Línea y subestación para consumos (regulado)
 - Desarrollo de transmisión adicional (no regulado)

III.3. ESTADO ACTUAL DEL JUEGO: INTERACCIÓN ESTRATÉGICA EXISTENTE ENTRE LOS AGENTES PRINCIPALES (JUGADORES)

En estos momentos la actitud de los distintos agentes se puede resumir de la siguiente manera

- Actitud Proyecto Butamalal:
 - Avanza con la ingeniería de detalle de su proyecto de generación.
 - Analiza alternativas de transmisión de manera propia y con las transmisoras locales (STS, CGE Transmisión).

- Analiza ofertas de comercialización. Entre ellas la de Sociedad Generadora Austral.
 - Contrató a STS y a GTD estudio de ingeniería conceptual del proyecto.
 - Mantiene conversaciones con proyecto Cayucupil a fin de aunar fuerzas en su negociación con candidatos a transmisores.
 - Fecha estimada de puesta en servicio: Junio 2010
- Actitud Proyecto Cayucupil
 - Avanza con la ingeniería de detalle de su proyecto de generación.
 - Analiza alternativas de proyecto de transmisión conjunto con Butamalal.
 - Solicitó a FRONTEL cotización de estudios por solución de inyección a través del sistema de distribución al amparo del DS244/2006 (Reglamento para Pequeños Medios de Generación Distribuida).
 - Solicitó a STS y a CGE Transmisión cotización por estudios de ingeniería conceptual y básica.
 - Mantiene cierto nivel de desconfianza sobre grado de avance de proyecto Butamalal.
 - Fecha estimada de puesta en servicio: Abril 2010
 - Tiene decidido comercializar energía en mercado spot durante sus primeros 4 años de generación por expectativas de precios.
 - Respaldo económico de grupo inversionista.
- Actitud Central Cañete
 - No actúa. Mantiene su posición de generación de respaldo y apoyo al sistema de distribución local.
- Actitud STS
 - Ha contactado a los desarrolladores de los proyectos y se encuentra evaluando las alternativas técnicas a ofrecer a los distintos generadores. Debe entregar una propuesta conjunta por estudios de ingeniería básica del proyecto.
 - De manera interna se está conversando con empresas de ingeniería de connotado prestigio (GTD, Ingentra, Electronet) a fin crear alianzas estratégicas en los

estudios y ejecución de los proyectos de acuerdo a la complejidad de los proyectos individuales.

- El área comercial, desde cuyo óptica se desarrollará el presente trabajo, se encuentra diseñando modelos de negocios de forma de ofrecer alternativas rentables a los generadores e integrarlos a los proyectos técnicos.
 - Evalúa alternativa de ampliar sistema de subtransmisión Tres Pinos Cañete bajo modalidad regulada.
- Actitud CGE Transmisión
 - Prepara oferta por estudios de ingeniería básica para ambos proyectos de generación.
 - Evalúa alternativa de ampliar sistema de subtransmisión Tres Pinos Cañete bajo modalidad regulada.

III.4. RESULTADOS DE LA INTERACCIÓN

Para revisar los posibles escenarios de interacción estratégica se realizó un análisis de las decisiones que puede tomar la empresa transmisora y ver el efecto que en el costos global del proyecto producen las distintas decisiones del resto de los actores. Así se denomina solución cooperativa a aquella que busque minimizar los costos del conjunto de actores y no cooperativa a aquella que construye las mejores soluciones individuales de cada proyecto. Para cada solución se analiza la decisión de los generadores de participar en conjunto (CASO A) y el caso en que uno participe y el otro no (CASO B y C)

Los resultados económicos de las estrategias a implementar se presentan en el anexo N°1, no obstante se pueden separar de acuerdo a la estrategia que implementen los actores.

- 1) Solución no cooperativa: Cada jugador participa en el negocio de acuerdo a su función individual. En este caso:

- a) Butamalal construye su línea de evacuación hasta la S/E Tres Pinos a un costo aproximado de 5,2 MMUS\$.
- b) Cayucupil construye su línea en 23 kV hasta la localidad de Cañete a un costo de 1,5 MMUS\$.
- c) STS Construye la línea de subtransmisión entre Tres Pinos y Cañete a un costo de 4,5 MMUS\$, siendo pagada por los clientes del SIC (Se traspasan a las tarifas reguladas de todos los chilenos el pago de la línea Tres Pinos Cañete (4,2 MMUS\$))
- d) Costo del conjunto 11,2 MMUS\$,

2) Estrategia Cooperativa

- a) STS construye una sola línea y S/E que recoge inyecciones de centrales: 7 MMUS\$
- b) Generador 1 y Generador 2 inyectan en el sistema STS
- c) Generador 1 paga aprox 4.8 MMUS\$ (Gana)
- d) Generador 2 paga 1,5 MMUS\$ (indiferente)
- e) Consumidores pagan 0,7 MMUS\$ (Ganan)
- f) Costo total 7 MMUS\$

En este caso el costo de la alternativa conjunta es de aproximadamente 7 MMUS\$

Uno de los inconvenientes principales de esta alternativa viene del marco regulador, que carga a los clientes de las empresas distribuidoras los costos del pago asociado a subtransmisión en la solución no colaborativa, lo que hace que estos costos se diluyan entre muchos clientes haciéndolo imperceptible a cada uno de ellos y por lo tanto no tienen incentivos para reclamarlo (estrategia frecuente para viabilizar inversiones en el sector eléctrico de traspasarle los costos y riesgos a los clientes).

Esta situación hace que probablemente los actores involucrados no perciban los mayores costos país de la solución individualista.

3) Solución no cooperativa con riesgo que uno de los generadores no ingrese al negocio (externalidad).

- a) Si Generador 1 no se construye → Generador 2 paga 3,5 MMUS\$
- b) Si Generador 2 no construye → Generador 1 paga 5 MMUS\$
- c) Consumidores pagan 3,5 o 2 MMUS\$
- d) Los consumidores no perciben el costo /beneficio (externalidad)

CUADRO 3-1 COMPARACIÓN COSTO ALTERNATIVAS (EN MMUS\$)
(Costo 0,0 significa no se realiza proyecto)

Caso A: No coopera	Caso B: No Coopera	Caso C: No Coopera
Generador 1: - 5,2	Generador 1: - 5,2	Generador 1: 0,0
Generador 2: - 1,5	Generador 2: 0,0	Generador 2: - 1,5
Consumidor: - 4,5	Consumidor: - 4,5	Consumidor: - 4,5
Costo Global: -11	Costo Global: -9,7	Costo Global: -6,0

Caso A: Coopera	Caso B: Coopera	Caso C: Coopera
Generador 1: - 4,5	Generador 1: - 5,0	Generador 1: 0,0
Generador 2: - 1,5	Generador 2: 0,0	Generador 2: - 3,5
Consumidor: - 1,0	Consumidor: - 2,0	Consumidor: - 3,5
Costo Global: - 11,0	Costo Global: -7,0	Costo Global: -7,0

Fuente: Elaboración Personal

Así:

- Los consumidores se ven beneficiados con proyectos que mejoran la calidad del suministro que reciben, y su costo va a ser menor en la medida que existan más actores (o actores más grandes) “colaborando en financiar estas obras”
- Los generadores perciben mayores beneficios de la colaboración en la medida que su tamaño es más relevante. Los de menor tamaño tienen beneficios, pero también mayores riesgos comparativos por lo que debieran ser “mejor tratados”. En casos de proyectos de similar envergadura, existe el riesgo que no exista acuerdo y que existan desarrollos particulares o bien no se viabilicen los proyectos.
- Los transmisores deben tener muy bien asegurados sus flujos futuros antes de desarrollar las soluciones constructivas.

III.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL JUEGO Y ESTRATEGIA ACONSEJABLE

Del cuadro anterior es posible inferir que si bien la alternativa cooperativa es la más aconsejable, existe el riesgo de no realizar el proyecto por uno de los generadores debiendo uno de ellos financiar una alternativa sobredimensionada disminuyendo la rentabilidad de los proyectos e incluso haciéndolos no rentables.

Esto lleva a definir que en los acuerdos de participación con generadores, el desarrollador de líneas debe:

- Desarrollar en lo posible soluciones flexibles que minimicen costos de no cumplimiento de algún participante, por ejemplo definiendo el desarrollo en etapa sucesivas. A modo de ejemplo, en proyectos de mayor envergadura, es posible construir líneas con aislación en el nivel de tensión requerido por el conjunto y diferir las etapas de transformación en la medida que los proyectos se vayan desarrollando.
- Acuerdos contractuales que no permitan retirarse a algún actor de los proyectos desde el momento que las inversiones se tornan irreversibles o que paguen los mayores costos asociados a esta solución.
- En los proyectos de mayor envergadura es más conveniente la solución colaborativa, porque aprovecha la economía de escala. En cambio para uno o más proyectos de menor tamaño, entrar en este tipo de soluciones puede tener mucho riesgo, incentivándolos a desarrollar soluciones particulares, más caras pero con riesgos más acotados, por lo que podrían exigir ser tratados de manera especial al asociarse con terceros.
- Tener la propiedad de los consumos en las cercanías de las centrales puede transformarse en un elemento de negociación relevante dado que permiten reducir pérdidas de transmisión. A modo de ejemplo, en los casos estudiados, la existencia

de retiros permite reducir pérdidas entre 150 y 500 miles de dólares anuales, dependiendo del tamaño del retiro.

Finalmente, del análisis realizado al proyecto en estudio y a otros proyectos similares, se desprende que el modelo de análisis y sus resultados señalados anteriormente son plenamente aplicables a otros proyectos, dado que se tratan de elementos que están en la estructura del mercado (economías de escala) y están sujeto a las mismas variables de riesgo. Lo único que varía es la cantidad de actores y las condiciones de sus proyectos.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE ELEMENTOS ESTRATÉGICOS DEL NEGOCIO

Como se señaló en el punto II.5, durante el transcurso del estudio surgieron elementos no contemplados inicialmente, pero que son tan relevantes como los proyectos en sí, por lo que a juicio del autor deben ser enfrentados de manera estratégica para tener una participación exitosa en este negocio. Cada uno de ellos se irá analizando individualmente y su orden no necesariamente corresponde a la importancia asignada.

IV.1. REDUCIR FACTORES DE INCERTIDUMBRE PARA DESARROLLAR PROYECTOS EXITOSOS

Los proyectos a desarrollar representan inversiones relevantes y períodos de desarrollo significativos. A modo de ejemplo, se deben negociar servidumbres de paso que dependen del nivel de tensión de las líneas y del tipo de estructura utilizada, poner órdenes de compra de equipos de alto valor desarrollados “a la medida” como transformadores, subestaciones de conexión de centrales y al SIC. Una vez definidas estas características en la ingeniería de detalle, el proyecto se vuelve irreversible, por lo que es fundamental su adecuada elección.

Esto conlleva a la conveniencia de seleccionar o preevaluar proyectos de generación que utilizarán la línea para definir las soluciones eficientes y, en caso que un proyecto presente inconvenientes, incluso es posible explorar la posibilidad de integración vertical para aprovechar la escala del proyecto. De lo contrario, muchos proyectos pueden “morirse en el camino”, retrasarse o ser inseguros, o no poder ser conectados en caso que aparezcan nuevos proyectos, desaprovechando la escala óptima del proyecto para aprovechar al máximo las economías de escala en la construcción y evacuación de los proyectos propiciando el desarrollo de soluciones cooperativas.

Otro factor de incertidumbre relevante es el hecho que existen proyectos que por sí solos son rentables de interconectar (pagan líneas adaptadas a su tamaño), por lo que retrasar el desarrollo de la solución conlleva el riesgo que “se bajen” de la línea dejándola

desadaptada a la nueva demanda. Para disminuir este riesgo es conveniente desarrollar “Contratos Marco” con todos los involucrados en los que se fijen las fechas de implementación de los proyectos y reduzcan la posibilidad del “vitrianeo” y el desarrollo de proyectos alternativos minimizando incertidumbres de los generadores y del proyecto de transmisión y comprometiendo a los generadores.

Nota: Durante el período de desarrollo de la presente tesis, a nivel de empresa se ha avanzado de manera relevante en la optimización de estos proyectos definiendo la conveniencia económica de la elección de conductores y nivel de tensión de acuerdo al tamaño de los proyectos (nivel de transporte), y de acuerdo a ciertos niveles de precio de la energía y de los materiales utilizados (notar que durante el período post octubre 2008, el precio del acero, cobre y aluminio ha caído a menos de la mitad producto de la crisis económica mundial y el precio del petróleo ha fluctuado entre los 30 y 150 dólares por barril en los últimos 12 meses).

IV.2. BAJA CANTIDAD DE ACTORES EN LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE INGENIERÍA EN LA ZONA EN ESTUDIO

Al revisar el desarrollo de los principales proyectos de transmisión a nivel nacional se aprecia un bajo número de empresas que desarrollan los estudios de ingeniería. La mayoría de estos estudios son efectuados por empresas como Ingentra, Electronet u otros especialistas en estudios eléctricos específicos como ENACSEL en coordinación de protecciones, quienes están presentes en la mayoría de los proyectos en la zona de influencia del grupo SAESA.

Dado que estos servicios son bastante específicos, la opción natural de las empresas que desarrolla un proyecto de este tipo es su externalización. No obstante, externalizar estos estudios genera un doble riesgo:

- Dependencia de proveedores: El ser dependientes de tan pocos proveedores, puede generar incumplimiento en los plazos o con las condiciones requeridas por el estudio.

- Dado que estas empresas conocen “el detalle” del proyecto representan un riesgo en cuanto abren posibilidades del surgimiento del desarrollo de proyectos alternativos que compiten con la solución que se pretende implementar.

Para el caso de empresas eléctricas, los proyectos de líneas de evacuación de centrales son en general complejos y demandantes de recursos internos que tienen como labores principales el control y desarrollo de los proyectos de crecimiento y mantención de sus actuales instalaciones y atención de sus clientes. Por esta razón, es clave desarrollar o incorporar competencias técnicas y recursos especializados (masa crítica) que permitan controlar y desarrollar correctamente estos proyectos, más aún si se desea desarrollar esta actividad en forma sistemática.

Una solución alternativa que es posible realizar es en el caso de múltiples proyectos del mismo tipo realizar licitaciones amplias a nivel nacional e internacional que garanticen la exclusividad y excelencia en los estudios realizados.

IV.3. LA OBTENCIÓN DE LAS SERVIDUMBRES DE PASO COMO UN ELEMENTO ESTRATÉGICO DE COMPETITIVIDAD

Para el desarrollo de los proyectos es necesario que estos se emplacen sobre un trazado que pasa por predios de particulares y que mantengan una faja de seguridad que permita disminuir su posibilidad de falla, su operación y su mantención preventiva y correctiva. Por esta razón es necesario constituir las “servidumbres eléctricas legales” o “servidumbres de paso” que permitan garantizar la viabilidad a futuro de las líneas.

Las características técnicas que deben cumplir las fajas de seguridad está completamente normado (a mayor nivel de voltaje, mayor faja requerida).

La obtención de la servidumbre de paso está garantizado por ley, siguiendo un procedimiento llamado “imposición de servidumbres” (similar a la expropiación de terrenos). Este procedimiento requiere que el desarrollador del proyecto una vez que tiene la ingeniería de detalle del proyecto, solicita la concesión eléctrica en la que se debe

indicar en detalle el tipo de línea y estructuras a utilizar indicando en detalle la ubicación de cada una de ellas, atender las oposiciones de terceros y cumplir una serie de normativas ambientales y legales adicionales. Una vez obtenida la concesión se recurre a una “Comisión de Hombres Buenos” que tasan la zona concesionada en base a criterios de mercado, para con esos valores referenciales llegar a acuerdos con los propietarios. Este trámite legal tiene la virtud que garantiza la viabilidad del proyecto y obtiene servidumbres en precios competitivos. No obstante, su inconveniente principal es que retrasa en por lo menos 12 meses la ejecución de un proyecto que se encuentra con su ingeniería de detalle (de manera adicional, si una línea se realiza sobre un trazado obtenido en base a imposición de concesión, cualquier usuario puede solicitar su conexión a dicha línea).

Por estas razones, siempre se recurre a la negociación directa con el propietario, o “servidumbre voluntaria” como primera opción, aun pagando valores significativamente más alto, ya que el beneficio de asegurar y adelantar la concreción del proyecto y sus ingresos, paga con exceso el diferencial de inversión, usando el mecanismo de obtención de concesión como un instrumento de negociación con el propietario.

En el pasado, la obtención de las servidumbres de paso para la ejecución de los proyectos era mediante servidumbre voluntaria y representaba valores mínimos en relación a los costos de los proyectos.

En la actualidad, el costo de las servidumbres de paso que se pagan efectivamente puede alcanzar el 25% o más de los costos totales del proyecto y corresponde a la variable más incierta del total del proyecto, tanto en precio como en tiempo de demora en su obtención. Más aún, en muchos casos las empresas eléctricas han debido retrasar o paralizar sus proyectos al no obtener acuerdos con los propietarios de los terrenos aledaños. Esta complejidad se ha ido agudizando con el tiempo y se espera vaya creciendo a futuro dado que los propietarios, normalmente son asesorados por terceros, y logran importantes ingresos si negocian en buena forma estos permisos.

Para tener una idea, para el caso de una línea de transmisión se requiere una faja de seguridad de entre 20 a 50 metros (dependiendo del nivel de tensión de la línea o si se trata de circuito simple o doble). Eso significa que por cada kilómetro de línea, la faja de seguridad va desde 2 a 5 hectáreas de terreno, por las que normalmente se paga entre 4 a 5 veces el valor de mercado del terreno en la zona.

Por esta razón, la mayoría de las empresas que realizan servicios de conexión, entregan la responsabilidad de la obtención de estos permisos a los dueños de los proyectos, o bien negocian a nombre de ellos traspasándoles el 100% de los costos de obtención, tratándolo como ítem adicional al desarrollo del proyecto.

Como se puede apreciar, el proceso de obtención de servidumbres es cada vez más complejo como también lo es el engorroso y largo proceso de obtener la concesión. La complejidad de la negociación también va creciendo en la medida que no existan soluciones alternativas y también en la medida que pasa el tiempo ya que los propietarios de los predios por donde se pretende construir la línea normalmente se comunican entre sí para negociar en conjunto.

Esta razón ha motivado la formación de equipos especializados que se especializan en la negociación y obtención de servidumbres (por lo general, grupos de abogados), los que logran acortar los plazos para obtener los permisos y abaratar los costos de obtención de servidumbres. A modo de ejemplo, en algunos proyectos puntuales, si el período normal de obtención de servidumbres es de 12 o 14 meses y su costo el 25% del costo del proyecto, han conseguido obtenerlas en períodos de 6 a 8 meses a costos inferiores al 10% del costo total del proyecto.

Un ahorro significativo por este ítem puede transformarse en un factor clave de competitividad de la solución a brindar, pudiendo lograr ahorros del 10 a 15% de los costos totales del proyecto de línea.

Por esta razón, se sostiene que manejar en forma eficiente este tema para obtener un menor costo de servidumbre en precio y plazo es un elemento de competitividad cada vez más importante.

Nota 1: Una solución alternativa que se ha planteado es el uso de la faja de vialidad para el trazado de estas líneas. No obstante, los inconvenientes principales es que normalmente no existe una faja fiscal tan amplia que permita ser utilizada con este fin, y si la hay, las continuas modificaciones y ampliaciones de caminos han llevado a tener que retirar las líneas debiendo ser reconstruidas sobre trazados que requieren servidumbres.

Nota 2: No se analizará en este estudio el efecto de la existencia de Servidumbres Mineras para la obtención de servidumbres de paso.

IV.4. FINANCIAMIENTO COMPETITIVO Y CERTIDUMBRE EN LOS FLUJOS FUTUROS

En el mercado eléctrico chileno, la forma tradicional de tarificar las instalaciones es valorizándolas de acuerdo a valor nuevo de reemplazo (VNR), cobrando un peaje equivalente a una anualidad de dicho VNR (AVNR) calculada en base a una rentabilidad real anual de un 10% antes de impuesto, para un período de 30 años, más los costos de operación y mantenimiento (COYM), en un negocio de bajo nivel de riesgo. Esta situación produce que los propietarios de empresas eléctricas exigen al menos esas rentabilidades y niveles de riesgos para los proyectos en los que ingresan.

Ahora bien, desde el punto de vista del negocio que estamos evaluando, debemos entender que:

- El propietario de SAESA busca realizar un financiamiento de largo plazo seguro para SAESA a una tasa razonable. Es decir, además de la rentabilidad esperada, desea cubrirse tanto de los riesgos de insolvencia del propietario del generador como el riesgo de catástrofe del proyecto, por lo que exige un seguro adicional que incrementará el costo de capital de quien utilice la línea.
- Por su parte, el generador desea un financiamiento competitivo en el largo plazo.

En el contexto histórico la rentabilidad del sector eléctrico parece razonable, no obstante en la actualidad dicho valor está siendo fuertemente cuestionado por lo alto en relación al bajo nivel de riesgo que representa en comparación a otras alternativas de mercado.

Es por eso, que un tercero (generador u otro inversionista) podría realizar una emisión de deuda (bonos u otro instrumento) a valores inferiores a los exigidos por la empresa eléctrica desplazándola del negocio de rentar las instalaciones.

IV.5. POSIBLE INTERVENCIÓN DEL REGULADOR

Dentro del sector eléctrico, se señala con frecuencia que uno de los riesgos principales en el sector es el riesgo regulatorio, ya que en ocasiones, el regulador ha intervenido en forma rápida modificando en forma relevante el marco regulatorio y cambiando el marco análisis de negocios. Esta situación ha sido particularmente clara cuando el marco preexistente no da las señales adecuadas a los actores del mercado en la solución de problemas existentes (a modo de ejemplo, Ley Corta I y II).

De esta forma, si bien la transmisión adicional hoy se trata de un segmento no regulado, existe el riesgo de intervención del regulador en al menos tres puntos en que el mercado no funciona de manera adecuada:

- El incentivo al desarrollo de soluciones colaborativas (deseables a nivel social), poniendo restricciones a los trazados (limitar número de líneas y nivel de tensión).
- Revisión del marco medio ambiental que podría retrasar o encarecer proyectos por su efecto en el medio ambiente,
- Aclarar y mejorar marco regulatorio para la obtención de servidumbres de paso.

En resumen, es probable la intervención del regulador *en un mercado que hoy se aprecian imperfecciones importantes*. Esta posibilidad de intervención se ve acrecentada en la medida que los actores no logren coordinarse adecuadamente para resolver sus diferencias. No es intención de esta tesis pronunciarse frente a la conveniencia de este tipo de actuar ni de las consecuencias de su acción en el pasado, sino de señalar que *el riesgo regulatorio existe y puede ser relevante*.

CAPÍTULO V: PROPUESTA DE ESTRATEGIA

V.1. DEFINICIÓN DE LA ESTRATEGIA

El nuevo propietario del Grupo de Empresas SAESA ha declarado como Misión la siguiente:

“Entregar la energía que respalda el bienestar de las comunidades donde operamos, proveer soluciones a nuestros clientes y generar rentabilidad de largo plazo a nuestros accionistas. Propiciar el desarrollo sustentable de la región, de nuestros clientes y de nuestros trabajadores”

Y como visión:

“Somos “La Luz del Sur”, como tal queremos ser la empresa líder en el mercado eléctrico de distribución, transmisión, generación y negocios asociados. Queremos ser reconocidos por nuestra excelencia en calidad de servicio y por nuestra contribución al crecimiento de las regiones donde desarrollamos nuestras operaciones.

Consistentes con los lineamientos generales del propietario, para el negocio que se está analizando se ha propuesto como:

- Misión

“Desarrollar soluciones integrales para proyectos de generación en base a energías renovables a escala mediana y pequeña, basados en la construcción de líneas de evacuación.”

- Visión

“Desarrollar nuevos negocios eléctricos de largo plazo en el sur de Chile, intensivos en capital, que generen rentabilidades estables de largo plazo y ayuden a resolver el problema energético del país”

Estrategia General

“Crear, desarrollar e implementar soluciones integrales diferenciadoras orientadas a resolver el problema de evacuación de energía desde los generadores al sistema, a costos competitivos y creando un nuevo mercado integral que viabilice nuevos proyectos de generación eléctrica limpia.”

Las definiciones realizadas tienen las siguientes implicancias

- Las soluciones deben ser integrales, es decir, deben contemplar el ciclo completo del negocio eléctrico: generación, transformación, transporte y comercialización de electricidad
- Las soluciones deben ser Competitivas, es decir, deben ser competitivas en calidad, costo, plazo de implementación.
- Las soluciones deben asegurar rentabilidad estable, es decir, el financiamiento debe ser competitivo y seguro en largo plazo para el generador y para SAESA.

V.2. ANÁLISIS INTERNO Y EXTERNO DEL GRUPO SAESA EN SU PARTICIPACIÓN EN ESTE NEGOCIO

Considerando las capacidades y competencias necesarias para el desarrollo de sistemas de transmisión se realizó el siguiente análisis FODA del mercado para el negocio.

- **Fortalezas y Debilidades**

- Conocimiento integral en el negocio de transmisión, distribución, comercialización y operación de sistemas eléctricos, lo que le permite realizar ofertas integrales atractivas a empresas generadoras (F).
- Capacidad financiera y cobertura de riesgos con otros negocios del grupo lo que permite acceder a financiamiento conveniente y en gran escala, necesarios para ingresar a este negocio intensivo en capital (F).
- Flexibilidades operacionales por ser los dueños de los clientes existentes en la zona, lo que permite optimizar pérdidas técnicas, ubicaciones de sistemas de distribución/subtransmisión, etc. (F).
- Por dimensionamiento de la empresa, actualmente posee una masa crítica capacitada insuficiente para desarrollar el alto nivel de proyectos adicionales de alta complejidad existentes en toda el área de concesión de la empresa (D).
- Nula participación actual en el segmento de transmisión adicional (D).
- Mala percepción del mercado de la eficiencia de los monopolios de grandes empresas en la generación de soluciones eficientes (D).
- Dificultades para tratar el problema de las servidumbres de paso por falta de especialización en la materia (D).

- **Oportunidades y amenazas**

- Apoyo de los propietarios para el amplio desarrollo de este tipo de proyectos por encontrarse alineados con la misión que ellos se han impuesto para el negocio en Chile (O).
- Por tratarse de un segmento desregulado abre la opción a múltiples alternativas de negocios entre los participantes (O).
- Posibilidad para Grupo SAESA de integrarse verticalmente comprando la generación del cliente y comercializarla, lo que le permite realizar ofertas atractivas a los generadores con niveles de riesgo acotados (O).

- Riesgo de no concretarse los proyectos esperados o que los generadores se integren verticalmente hacia delante construyendo sus propios sistemas de evacuación (A).
- Las reconocidas economías de escala en los negocios hacen que los distintos actores quieran apropiarse de estas economías complicando el alcanzar los acuerdos económicos necesarios para efectuarlas (O y A).
- Riesgo de no poder concretar los proyectos en los plazos estipulados debido a los largos períodos necesarios para llegar a acuerdos entre distintos actores, la creación de confianzas de largo plazo (A).
- Posibilidad que se integren nuevos actores a estos proyectos introduciendo competencia en este segmento y en la zona de concesión (A).
- Los proyectos deben ser financiados en el largo plazo con la generación de las centrales conectadas, que tanto en precio como en nivel de generación corresponden a variables aleatorias que introducen riesgo al negocio (A).

- **Factores claves que deben ser explotados:**

Como se aprecia en el análisis, la empresa se encuentra en una posición privilegiada para ingresar a esta nueva línea de negocios de manera exitosa, incorporando en su estrategia factores como:

1. De la experiencia obtenida durante el desarrollo de la Tesis, a juicio del autor, las ventajas comparativas fundamentales que posee Grupo SAESA y que debe explotar para transformarlas en ventajas competitivas son 4:
 - El conocimiento y participación integral del grupo en el negocio eléctrico, que le permite ofrecer soluciones integrales competitivas que reducen los riesgos de las empresas generadoras.
 - La amplia presencia en la zona de desarrollo de estos proyectos lo que garantiza ventajas durante los estudios, construcción sobre todo durante la vida útil del proyecto en lo referido a operación y mantenimiento.
 - El tamaño y crecimiento de la empresa en la zona, garantiza altos volúmenes de materiales en forma permanente lo que le permite

establecer contratos preferenciales con proveedores y contratistas de la zona.

- La solidez financiera, su facilidad de acceso al crédito aún en situaciones de crisis, la definición estratégica de desarrollo del propietario y el prestigio y reconocimiento que tiene la empresa en el sector, son prendas de garantías para el desarrollo de estas altas inversiones.

Con estas ventajas, Grupo SAESA está en condiciones de acotar y controlar mejor que nadie los factores de riesgo tanto para los generadores (Precios, factor de planta, financiamiento), para el negocio de transmisión (riesgo de construcción), períodos de desarrollo, capacidad de desarrollo, etc.

2. Generar confianzas entre actores y entre ellos y Grupo SAESA para propender a soluciones colaborativas rápidas y de largo plazo.
3. Realizar Lobby con la autoridad para solución integral mejorando el marco regulatorio relacionado con la obtención de servidumbres de paso y apoyar el desarrollo energético nacional en base a ERNC
4. En los casos en que es posible, la empresa debe aprovechar el marco regulatorio para “acercar las líneas a los proyectos”: Adelantar obras de Subtransmisión integrando sinergias con otros negocios eléctricos como la distribución. Con esto se logra:
 - Integrar rápidamente a los proyectos de generación más rentables.
 - Crecer en otro negocio deseable para el propietario que posee rentabilidad asegurada (subtransmisión).
 - Bloquear crecimiento de competencia.
 - Mejorar condiciones de suministro de la distribuidora
 - Disminuir las pérdidas en líneas de transmisión al evacuar bloques de energía en puntos más cercanos a las centrales generadoras.

V.3. ESTRATEGIA DE POSICIONAMIENTO:

La estrategia de posicionamiento propuesta se basa en 3 líneas de acción (ver mapa estratégico en Anexo B):

- 1) Afianzar la excelencia operacional de los proyectos de líneas: Esto requiere generar una calidad constructiva a toda prueba y a precios y plazos competitivos que den a los dueños de los proyectos de generación garantías del socio estratégico con el que desarrollan sus negocios. Asimismo, el desarrollador del proyecto debe contar con garantías de pago para el desarrollo de los estudios y garantías que los costos que se vayan incurriendo a través del tiempo (construcción total en 24 a 36 meses) sean cubierto. Asimismo por tratarse de líneas exclusivas, se requieren garantías de pago
- 2) Desarrollar soluciones integrales que la diferencien con respecto a otros actores del negocio: El concepto es realizar contratos integrales que incluyan además de la construcción otros negocios conexos como el financiamiento, la comercialización de la energía, la participación en negocios de energías limpias (bonos de carbono, ERNC) que mejoren la rentabilidad de los generadores que posean estos contratos con SAESA y les permitan concentrarse en su negocio principal que es la generación eléctrica.
- 3) Desarrollo de Imagen Proactiva: Consiste en dotar a SAESA de una imagen, amigable con el medio ambiente y que viabiliza proyectos de generación de energías limpias a fin de obtener el reconocimiento de la autoridad y de la comunidad.

Las líneas de acción propuestas tienen implicancias de las cuales SAESA debe hacerse cargo para ingresar de buena forma en el negocio.

1. Excelencia Operacional en el desarrollo de proyectos implica

- Definición de proyectos a participar.
- Contratos marco con generadores.
- Masa crítica para responder en calidad y oportunidad estudios de ingeniería.
- Garantizar eficiencia en negociación de servidumbres
- Definición de carta gantt de proyectos
- Control y avance de proyectos.
- Relaciones con proveedores y contratistas que aseguren capacidad de construcción.

Para ello se debe realizar:

1.1. Optimización y diseño de proyectos

- Levantamiento y evaluación previa de viabilidad de proyectos de generación.
En esta etapa puede ser de mucha utilidad un procedimiento de certificación de la capacidad de generación
- Evaluación modular del proyecto integral simple: Generación, transmisión, consumos, pérdidas.
- Complementar proyectos de transmisión adicional con subtransmisión.
- Selección de proyectos a realizar.

1.2. Cierre de contratos marco con interesados (con plazos estipulados)

- Búsqueda de alianzas con uno o dos “*generador estratégicos*” asociados a cada proyecto que garanticen un nivel de flujos mínimo que sirva para apalancar el proyecto.
- Desarrollo de Ingeniería conceptual, Ingeniería básica y necesidad de servidumbres
- Definición de Contrato largo plazo, con precio de referencia y factores de incertidumbre (fórmula de peaje).
- Ingeniería de detalle 1 y solicitud de concesión
- Ingeniería de detalle 2 y negociación de servidumbre
- Definición de punto de no retorno con garantías reales
- Cierre de contratos.

1.3. Desarrollo de competencias internas

- Diseño de mecanismos modulares para desarrollo de proyectos
- Contraparte de ingeniería y dirección de proyectos
- Masa crítica para resolver proyectos
- Selección de proveedores y diseño de contratos
- Elección de socio estratégico en tema de obtención de servidumbres de paso
- Selección y formación de capacidad de construcción.
-

2. Diseño de soluciones integrales implica:

- 2.1. Negociar soluciones integrales que aseguren desarrollo de proyectos
- 2.2. Contratos de comercialización que garanticen desarrollo de los proyectos (integración vertical): Una estrategia es buscar clientes libres o grupos de clientes entre 500 kW y 2 MW que garanticen bloques de consumo que permitan efectuar ofertas competitivas a clientes y generadores. Es aconsejable considerar clientes y generadores ubicados en zonas cercanas a fin de evitar que desacoplamiento de costos marginales introduzcan factores de riesgo en la comercialización, o alternativamente, ofrecer a clientes libres el bloque de “energía firme” de las centrales y vender en mercado spot los excedentes riesgosos.
- 2.3. Evaluación de beneficios complementarios: Bonos de carbono, Cuotas ERNC. Comercializar 120 MW de energía corresponde al 50% de la meta del 5% de ERNC 2010 del SIC (Ley 20257).
- 2.4. Ingeniería Financiera: Ofertas que disminuyan costo financiero de los peajes (menor riesgo). Entre ellas una opción es solicitar que participen con parte del financiamiento a los generadores usuarios de las líneas abaratando su costo financiero y reduciendo los riesgos de transmisión.

3. Desarrollo de Imagen Corporativa implica:

- 3.1. Tomar liderazgo y desarrollar conocimiento en otras áreas de energías limpias como energía eólica, biomasa, mareomotriz.

- 3.2. Relación positiva con grupos ecologistas enfatizando en el carácter de viabilizador de proyectos de energías limpias.
- 3.3. Crear línea de productos amigables con el medio ambiente en otros ámbitos de desarrollo local, tales como cogeneración en la industria, climatización domiciliaria y de instituciones públicas en base a eficiencia energética y energías limpias, iluminación industrial, agua caliente sanitaria a partir de paneles solares, etc.
- 3.4. Desarrollar una imagen corporativa resaltando el “sello verde” como modelo estratégico de crecimiento del Grupo SAESA ante la comunidad y la autoridad regulatoria

V.4. DEFINICIÓN DEL NEGOCIO

Considerando el alto potencial del negocio (casi el 10% del valor de las instalaciones actuales del Grupo SAESA completo, se propone a la empresa desarrollar una línea estratégica de negocios, que transforme a SAESA en una empresa líder a nivel nacional en eficiencia energética y viabilizador del desarrollo de energías limpias.

No es el objetivo de esta tesis en referirse al negocio integral que a grandes rasgos se mostró en los puntos 2 y 3 del punto anterior, sino en particular enfocarse al negocio de líneas de evacuación para centrales medianas y pequeñas.

Para ello se considera necesario el Desarrollo de una línea estratégica de negocios teniendo en claro como definiciones mínimas las siguientes:

1. Desarrollo interno v/s externalización según los tipos de proyectos:

- 1.1. Desarrollo de un área interna fuerte encargada del tema: A fin de focalizar competencias se considera que debe existir al menos una unidad interna relevante que se encargue de diseñar, controlar y dirigir los proyectos en que se involucre el Grupo. Dado que dichas competencias hoy son débiles, deberá existir una mezcla entre

personal nuevo con experiencia que se incorpore a la empresa y capacitación de personal nuevo en estas labores. Un paso importante que sirve para desarrollar esta área es la experiencia reciente que se ha tenido en el desarrollo del sistema Melipulli – Chiloé en 220 kV que destinó recursos especializados en el desarrollo de dicho proyecto, pero se considera que son insuficientes.

- 1.2. Estudios de Ingeniería: Desarrollo de competencias internas que permitan contrarrestar el poder monopólico de las empresas consultoras de ingeniería existentes en la actualidad mezclando la externalización con los desarrollos internos. Otra opción es incorporar actores a través de licitaciones internacionales.
- 1.3. Obtención Servidumbres de paso: Pareciera ser conveniente externalizarlos en empresas especialistas que se dedican a este negocio e integrar esta variable como parte del servicio integral.
- 1.4. Construcción: Desarrollo a través de terceros pero propender al desarrollo de nuevas empresas de construcción dado que por el alto número de proyectos a desarrollar es posible que los contratistas de la zona sean escasos. Otra opción a considerar es incorporar nuevos contratistas a través de licitaciones atractivas que incorporen actores nacionales e internacionales.
- 1.5. Operación y mantenimiento: Debe aprovecharse como elemento estratégico la importancia que la presencia local que posee la empresa tienen en el asegurar la operación y mantenimiento requeridos por este tipo de proyectos.

2. Centralización interna versus líneas de negocios con director de proyecto.

- 2.1. Definición de control y gerenciamiento de los proyectos a través de un área central o de directores de proyectos específicos.
 - 2.2. Revisión de estudios a través del área central.
 - 2.3. Adquisición y Logística: Debiera integrarse con el resto de las compras de la compañía de manera de desarrollar contratos preferenciales que se fundamentan en las necesidades permanentes del desarrollo de la empresa en su totalidad y no de proyectos de líneas específicos, asegurando un nivel de compra importante para dichos proveedores..
3. Modelo de negocios: A partir de los análisis realizados a la fecha, el modelo de negocios sugerido para desarrollar el negocio en el largo plazo es el siguiente:
- 3.1. Margen por estudios del proyecto a definir por la empresa
 - 3.2. Margen de construcción del proyecto a definir por la empresa
 - 3.3. Financiamiento: interés anual y cobro por costos de operación, mantenimiento y a administración a definir por la empresa, que le permitan marginar por sobre sus costos reales de capital y de operación y mantenimiento
 - 3.4. Financiamiento en dólares americanos cubriendo riesgo cambiario de precio venta energía.

V.5. PROPUESTA DE LÍNEAS ESTRATÉGICAS Y PROYECTOS

Desde el punto de vista de control de gestión, a fin de asegurar la concreción de la estrategia, se proponen proyectos para el desarrollo de las tres líneas estratégicas con sus respectivos indicadores:

- **LINEA 1: Excelencia Operacional en el desarrollo de proyectos**
 - Proyecto1: Desarrollo de proyectos de líneas y subestaciones ad-hoc para el cliente en condiciones competitivas de plazo y costo
 - Indicador: Proyectos en desarrollo (N° y \$)
 - Control de estado de avance de proyectos en desarrollo.
 - Proyecto 2: Financiamiento de proyectos
 - Indicador: Montos financiados vía peajes
- **LINEA 2: Soluciones integrales**
 - Proyecto1: Integración de otros negocios
 - Indicador: Margen de comercialización, margen por solución, nuevos proyectos, margen de soluciones complementarias (Bonos de carbono, huella de carbono, cuota ERNC)
- **LINEA 3: Posicionamiento en el mercado y ante la autoridad como líder en “soluciones amigables con el medio ambiente”**
 - Proyecto1: Desarrollo de proyectos de conexión
 - Indicador: Proyectos viabilizados (En MW y \$)
 - Proyecto 2: Desarrollo de otras ERNC
 - Indicador: N° proyectos en otras ERNC como Eólicos, Biomasa, Mareomotriz, etc.
 - Proyecto 3: Participación en mercado de generación media y pequeña limpia
 - Indicador: Participación en MW y \$
 - Proyecto 4: Visión de la autoridad y comunidad
 - Indicador: Crear indicador de percepción

Indicadores Globales de Gestión

- Indicadores de Corto plazo
 - Margen por estudios
 - Margen por líneas
- Indicadores de largo plazo
 - Participación de mercado en proyectos de generación limpia.
 - Proyectos creados o viabilizados

CAPITULO VI: NUEVOS ELEMENTOS ESTRATÉGICOS A SER CONSIDERADOS

VI.1. NUEVOS FACTORES DE INCERTIDUMBRE POR CRISIS FINANCIERA INTERNACIONAL y GLOBALIZACIÓN:

A raíz de la crisis financiera internacional desatada en el último trimestre del año 2008, se han incorporado al escenario de análisis una serie de incertidumbres que incrementan los factores de riesgo de proyectos como los analizados y que influyen en la estrategia aconsejable a seguir por la empresa. Entre ellas:

a) Acceso al crédito y Costo de Capital:

Uno de los efectos más pronunciados que ha tenido la Crisis Financiera Internacional es el incremento de las dificultades de acceso al crédito para todo tipo de proyectos a través de la banca tradicional. Esta realidad mejora la posición negociadora de empresas como Grupo SAESA que poseen buenas condiciones de liquidez y solidez para enfrentar el financiamiento de estos proyectos. Sin embargo, dado que los gobiernos han implementado paquetes de rescate a las instituciones financieras, aminoran los efectos de la crisis y por tanto, neutralizando la ventaja de Grupo SAESA.

Asimismo, con el fin de incentivar el crecimiento económico, los gobiernos reducen las tasas de interés de referencia haciendo más barato el costo del capital, lo que va en desmedro de inversionistas como grupo SAESA que buscan inversiones con rentabilidades bastante más altas que las tasas de referencia de la economía, considerando que los proyectos de generación de electricidad son alternativas rentables de inversión con bajo riesgo relativo por los altos costos de generación de electricidad previstos para un horizonte de 4 a 5 años, período en que la mayoría de ellos recupera su inversión.

b) Contracción de demanda eléctrica:

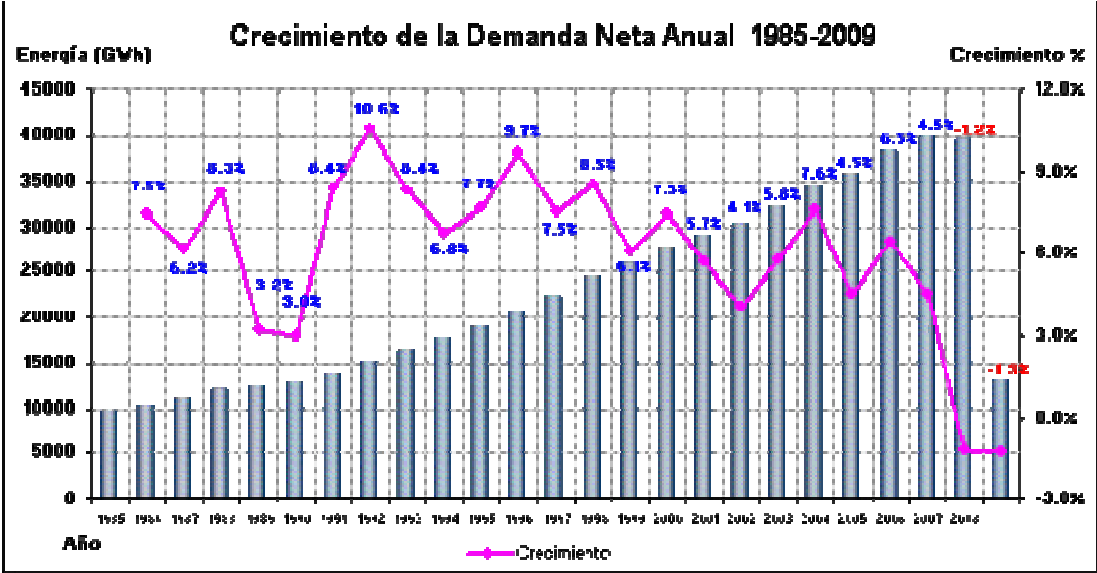
A diferencia de los últimos años, a nivel regional y nacional se ha registrado una contracción de la demanda eléctrica producto de un menor dinamismo en la economía,

de la visión global de incentivar la eficiencia energética y por la respuesta de los distintos sectores al aumento de precio de la electricidad (elasticidad precio de la demanda).

Para la zona sur, se han registrado importantes bajas en los consumos de clientes industriales en sectores como el maderero y salmonero, este último afectado por la crisis generada por la aparición del virus ISA que ha reducido a la fecha su consumo del orden del 40%, baja que se espera se mantendrá al menos para los próximos 2 años.

Este menor consumo esperado trae consigo expectativas de menores costos de la energía por desajustes entre oferta y demanda. No obstante, el consenso es que los precios de la energía a futuro podrán decaer pero no a niveles que pongan en riesgo la rentabilidad de estos proyectos.

CUADRO N° 6-1: TASAS DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN EL SIC



Fuente: www.cdec-sic.cl

CUADRO N° 6-2: TASAS DE CRECIMIENTO SEGÚN PREVISIÓN DE DEMANDA EN EL SIC

Tasas de Crecimiento según Previsión de Demanda SIC [%]			
Años	Libres	Regulados	Total
2009	1,7%	2,5%	2,1%
2010	3,4%	4,6%	4,1%
2011	5,7%	5,1%	5,3%
2012	6,0%	5,0%	5,4%
2013	6,9%	5,2%	5,9%
2014	6,9%	5,2%	5,9%
2015	6,8%	5,1%	5,8%
2016	6,5%	5,1%	5,7%
2017	6,4%	5,0%	5,6%
2018	6,1%	4,9%	5,4%
2019	5,9%	4,9%	5,3%

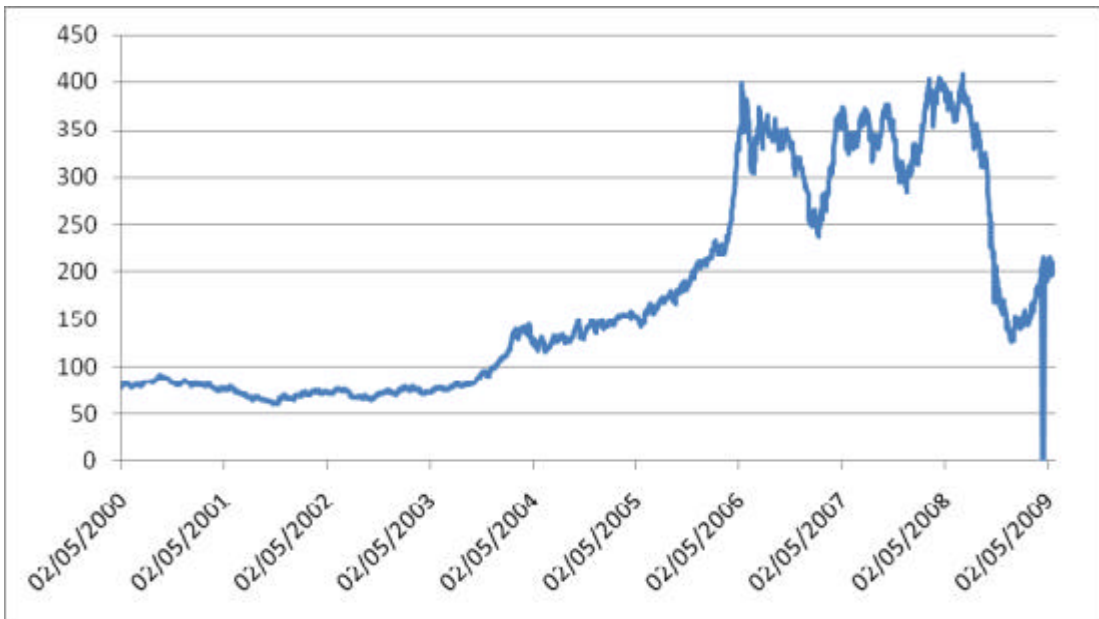
Fuente: Informe Definitivo de Precio Nudo Abril 2009

- c) Precios de los materiales de eléctricos, conductores para línea, fierro para estructuras, etc

Varios de los insumos básicos requeridos para el desarrollo de proyectos de generación transmisión en el último año han reducido de manera importante su precio. Este es el caso del cobre y aluminio en los conductores eléctricos y el acero utilizado en las estructuras que han caído en un 50%, lo que se ha traducido en caídas de los costos de los proyectos del orden del 10%.

Estos fenómenos deben incentivar el desarrollo de proyectos intensivos en materiales y equipos por la expectativa que dichos precios puedan volver a subir en la medida que se la recuperación económica alcance a los mercados que los utilizan (como es lo que ha estado ocurriendo en los últimos meses), por lo que se considera un momento adecuado para realizar este tipo de inversiones.

CUADRO N° 6-3: EVOLUCIÓN PRECIO DEL COBRE (¢/LB).



Fuente: www.cochilco.cl

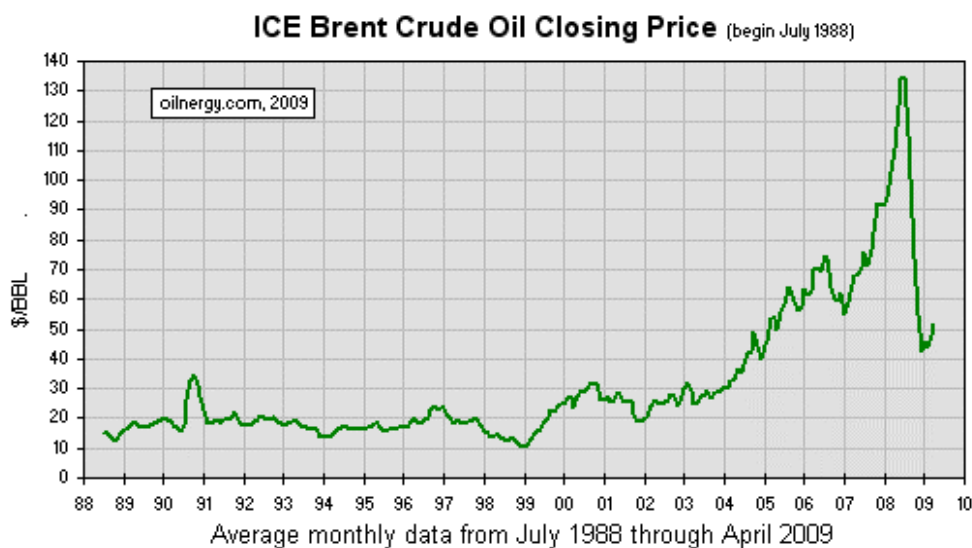
d) Precios de combustibles

Todo proyecto de línea de evacuación es el resultado de la necesidad de evacuar energía de proyectos de generación. Dado que en buena medida un proyecto de generación basado en ERNC es sustituto de proyectos que usan combustibles fósiles, la rentabilidad de los proyectos de generación, y por tanto de las líneas de evacuación depende de dichos precios.

Si bien en los últimos meses el precio internacional del crudo ha tendido a estabilizarse entre los 35 y 50 US\$ el barril, al analizar la trayectoria de estos precios de los últimos 5 años se aprecia una alta volatilidad, desde proyecciones de precio en torno a los 30 US\$ el barril hasta proyecciones de precios de largo plazo por sobre los 200 US\$, como los que se tenían a inicio de septiembre del 2008.

En cuadro adjunto se muestra la evolución mensual de dichos precios en los últimos 22 años.

CUADRO N° 6-4: EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO



Fuente: <http://www.oilnergy.com/>

CUADRO N° 6-5: COSTOS MARGINALES ESPERADOS Y ENERGÍA EN BARRA DE REFERENCIA QUILLOTA 220.

Costos Marginales y Demanda en Quillota 220							
MES		CMg	Demanda	MES	CMg	Demanda	
		[US\$/MWh]	[GWh]		[US\$/MWh]	[GWh]	
Abril	2009	95,403	324,9	Abril	2011	93,148	355,7
Mayo	2009	91,871	334,4	Mayo	2011	87,469	365,9
Junio	2009	90,365	323,0	Junio	2011	70,758	353,3
Julio	2009	87,427	333,2	Julio	2011	70,281	362,9
Agosto	2009	76,629	333,9	Agosto	2011	66,512	363,8
Septiembre	2009	71,927	327,4	Septiembre	2011	59,304	357,1
Octubre	2009	67,017	341,4	Octubre	2011	52,916	373,1
Noviembre	2009	67,562	336,6	Noviembre	2011	43,763	368,5
Diciembre	2009	69,384	343,4	Diciembre	2011	48,304	375,4
Enero	2010	98,422	361,4	Enero	2012	72,049	407,0
Febrero	2010	109,834	346,7	Febrero	2012	90,333	392,2
Marzo	2010	109,884	357,0	Marzo	2012	95,718	404,7
Abril	2010	102,751	337,8	Abril	2012	100,767	382,9
Mayo	2010	91,751	347,5	Mayo	2012	89,610	394,1
Junio	2010	77,499	335,6	Junio	2012	82,134	380,4
Julio	2010	72,458	345,0	Julio	2012	81,894	389,8
Agosto	2010	72,248	345,6	Agosto	2012	80,257	391,7
Septiembre	2010	67,557	339,3	Septiembre	2012	69,103	384,4
Octubre	2010	55,397	354,3	Octubre	2012	60,409	401,6
Noviembre	2010	54,226	350,3	Noviembre	2012	54,042	396,5
Diciembre	2010	52,811	356,9	Diciembre	2012	56,473	402,7
Enero	2011	75,146	380,1	Enero	2013	82,728	423,0
Febrero	2011	92,484	365,1	Febrero	2013	103,061	407,8
Marzo	2011	93,862	376,0	Marzo	2013	102,591	420,8

Fuente: Informe Definitivo de Precio Nudo Abril 2009

Si bien estos precios aún son altos, en los “buenos proyectos” sólo implican que los períodos de recuperación del capital se incrementen, pero manteniendo altas tasas de

retorno. No obstante, existe un número importante de proyectos que se hacen inconvenientes con precios de petróleo con alta probabilidad de ocurrencia arriesgando la viabilidad del proyecto de generación y por tanto de las líneas de evacuación.

Este riesgo se aminora en la medida que los generadores pueden cubrir sus riesgos con contratos de venta a clientes finales (libres o regulados), ya sea por ellos mismos o a través de comercializadores que reúnan grupos de proyectos garantizando bloques de oferta (generadores) y bloques de demanda (clientes), con contratos a precios fijos y a precios variables, que permitan manejar la relación riesgo rentabilidad del conjunto de proyectos. En esta labor, empresas como el Grupo SAESA tienen una importante ventaja comparativa al administrar de manera conjunta empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y comercializadoras.

e) Cambio Climático y Calentamiento Global

Cada vez es posible apreciar una mayor conciencia del llamado Calentamiento Global del Planeta y el efecto que produce el uso de combustibles fósiles (gases con efecto invernadero). En este escenario es esperable una presión por sustituir proyectos de generación basados en estos combustibles haciendo más competitivos proyectos basados en ERNC.

Sin embargo, de hacerse efectiva proyecciones de algunos científicos, el cambio climático hará variar las condiciones bajo las cuales se han evaluado los proyectos de generación, ya que la historia climática no será un buen predictor de las condiciones futuras. A modo de ejemplo, sequías prolongadas pueden reducir la capacidad de generación de las centrales y por tanto su capacidad de generar ingresos.

Este fenómeno aumenta la incertidumbre de los ingresos sobre los proyectos de generación, en gran medida dependientes de la pluviosidad que se registre anualmente.

f) Efecto “Patagonia sin represas”

Con motivo de la oposición que en algunos sectores ha provocado el desarrollo de mega proyectos de generación en la región de Aysén, se ha generado una presión adicional por daño ambiental que provocarían los proyectos de líneas de evacuación (de hecho, la imagen símbolo de los opositores al proyecto son líneas de transmisión que destruyen bosques milenarios, acompañado de un llamado a la ciudadanía a oponerse al desarrollo de líneas).

Si bien los proyectos a realizar no tienen ni la escala ni el impacto de los proyectos de Aysén, en proyectos en curso ya se ha comprobado una mayor oposición a otorgar permisos de construcción, por lo que representa una variable clave de administrar para conseguir el éxito del proyecto.

g) Reacción del regulador

En situaciones de crisis como la que se ha vivido en los últimos años, nunca debemos descartar los efectos que puede traer la acción del estado, ya sea mejorando o empeorando proyectos, pero aumentando la incertidumbre de proyectos que deben ser evaluados en períodos de al menos 20 o 30 años.

La forma de atacar este riesgo se puede realizar poniéndose bajo el amparo de grupos económicos que poseen un mayor poder de negociación con la autoridad y que contrarresten su posible discrecionalidad, ya sea mediante la integración en negocios o imitando sus estrategias de desarrollo de largo plazo.

VI.2. OTRAS REFLEXIONES PERSONALES¹

Como se puede apreciar en casi la totalidad de este trabajo, el elemento central de cualquier estrategia que se implemente es reducir la incertidumbre, no de la competencia de nuevos actores, sino de los factores que determinan la rentabilidad del negocio en el horizonte de evaluación del negocio (largo plazo).

¹ Esta numeral final corresponde a juicios del autor a partir de reflexiones personales, conversaciones en grupos de interés, presentaciones de analistas del sector eléctrico y de otros sectores, que si bien no poseen rigor académico, se mencionan para generar una visión integral del negocio.

En estas condiciones, un elemento adicional que aumenta el riesgo de los proyectos es, a juicio del autor, la incertidumbre propia de las visiones de largo plazo. Esto conlleva a que las proyecciones de consumo energético manejadas por los planificadores son a 10 años plazos y a no más de 5 para los precios referenciales del mercado, plazo insuficiente cuando se evalúan alternativas de soluciones de largo plazo con períodos de desarrollo entre 3 y 5 años.

Dicho de otra forma, se puede advertir un comportamiento reactivo en la solución de problemas de corto plazo. A título de ejemplos que fundamentan esta visión y sin el afán de cerrar el análisis es posible mencionar:

- a) Desajustes entre oferta y demanda, producto de la falta de nuevos proyectos derivados de la incertidumbre regulatoria durante el período 1998 a 2007 que han mantenido al sistema eléctrico en situación de alta vulnerabilidad. Debemos recordar que en más de una ocasión se estuvo en racionamiento (1998), o al borde de ese estado, dependiendo exclusivamente de las abundantes lluvias que llegaron en el momento preciso (ver análisis de proyecciones energéticas que se realizaban durante los años 2006 y 2008) con niveles de reserva mínimos y prácticamente el 100% del parque generador despachado por varios meses.
- b) Las medidas reactivas asociadas a la administración de estas crisis han generado efectos indeseables en el mediano y largo plazo:
 - a) Altos precios de la electricidad a nivel de usuario final: Por ejemplo, entre diciembre del 2003 y diciembre 2008 el precio de nudo base de la energía en el nudo troncal Quillota 220 kV se más que triplicó en pesos y casi cuadruplicó en dólares (de 16,3 a 52,6 \$/kWh y de 24 a 95 US\$/MWh). Cabe hacer notar que este aumento de precios ha sido traspasado íntegramente al consumidor final.
 - b) Cambios legales sucesivos por segmentos y falta de integración entre ellos: En el plazo de 1 año se sucedieron las llamadas Ley Corta I y II que modificaron radicalmente la regulación del sector Transmisión y Generación. En la actualidad

se habla de una ley corta III que modifique la regulación del segmento de distribución.

- c) Retraso en la implementación de los cambios regulatorios necesarios: El mecanismo de mercado establecido no funcionó por años. A modo de ejemplo, entre el año 2000 y 2005 la distribuidora eléctrica SAESA realizó 8 procesos de licitación que fueron declarados desiertos por no haber interesados en suministrarla. Asimismo, aún existen obras de transmisión pendientes que debieron realizarse hace por lo menos 5 años como el fortalecimiento de la línea que une Charrúa y Temuco.

- d) Para administrar la crisis de corto plazo entre los años 2006 y 2008, la única opción que existía fue generar los incentivos económicos para que se instalara un alto número de centrales generadoras en base a Diesel, las que han sido utilizadas para generar “en base” durante varios meses al año. Si bien durante la crisis estas centrales han sido de gran utilidad, existe hoy un parque de más de 3.200 MW en generadores Diesel que no existe claridad si serán necesarios mantenerlos una vez que la crisis termine. A modo de ejemplo, al sur de Puerto Montt existen alrededor de 180 MW de generación en unidades diesel de menos de 2 MW cada una para una demanda que en conjunto no supera los 150 MW,

- c) Diagnóstico y Visión país para los próximos 50 años:
Recién en los últimos años ha comenzado una discusión de cuál debiera ser el futuro energético del país. Si bien las ERNC ayudan a mejorar las condiciones de generación del país, Chile debe definir la base de su desarrollo energético de largo plazo y para ello se requieren varias definiciones: Mega proyectos de generación hidráulica tipo Hidroaysen, generación en base a energía nuclear, interconexión eléctrica entre sistemas o con países vecinos, etc.

CAPITULO VII: CONCLUSIONES GENERALES

VII.1. FACTORES CLAVES DE ÉXITO

De acuerdo al presente estudio los factores claves para una estrategia exitosa en el desarrollo de proyectos de evacuación son:

- a) La reducción y control de los riesgos principales asociados a los proyectos.
 - Riesgos de generación: por ejemplo, certificando el nivel de generación de las centrales.
 - Desarrollo de confianzas entre actores. Aprovechamiento de ser actor local reconocido y con respaldo y estableciendo garantías financieras para el desarrollo de los proyectos, ya sea a través de boletas de garantías bancarias como de participando en el financiamiento de los proyectos.
 - Plantear soluciones atractivas para interesados en el proyecto que al tomar un rol más activo en el proyecto de transmisión aseguren un nivel de rentabilidad mínima a los proyectos, por ejemplo, participando en el financiamiento o compartiendo riesgos. Este tipo de sociedades implican disminuir la rentabilidad del proyecto de transmisión pero reducen significativamente el riesgo del negocio.

- b) Desarrollo de las competencias internas necesarias y definición estratégica interna.
 - Generar masa crítica para desarrollo de los proyectos tanto en sus etapas de estudios de ingeniería, en el perfeccionamiento y control de los contratos, en la experiencia en construcción de líneas y control de la ejecución de acuerdo a la cuantía de los proyectos, para lograr una ventaja competitiva y disminuir el poder monopólico de las empresas actualmente existentes.
 - Lograr alta especialización y eficiencia en la tramitación y obtención de servidumbres de paso.
 - Llevar el control de los avances de los proyectos que garanticen la existencia y optimización de los recursos humanos y materiales necesarios para la ejecución y operación logrando competitividad en desarrollo de proyectos dentro de la zona de concesión y fuera de ella.

- c) Desarrollo de soluciones integrales que permitan lograr precios competitivos para generadores y transmisores/comercializadores
 - Realizar cobertura de generación con ofertas a clientes libres a través de la “energía firme” comercializando en el mercado spot los excedentes de energía.
 - Comercialización de bloques relevantes de energías renovables no convencionales (ERNC's) con los generadores como servicio complementario.
 - Comercializar bloques relevantes de bonos de carbono y cualquier incentivo a nivel nacional e internacional para el desarrollo de energías limpias.

Todos estos factores traerán como resultado el posicionamiento de la compañía en el desarrollo de este tipo de proyectos, marcando la pauta en el ámbito regulatorio y de relación cercana con la autoridad central.

VII.2. RECOMENDACIONES FINALES

A modo de recomendación final para la empresa que desarrollará los proyectos se sugiere:

- a) Aprovechamiento de la crisis para mejorar la posición negociadora en periodos posteriores: Por el grado de conocimiento y avance de algunos proyectos existentes, la actual crisis económica ha retrasado su ejecución por falta de financiamiento y factores de incertidumbre. Considerando que el período de desarrollo de dichos proyectos es de 3 a 4 años, avanzar en ellos dejará a la empresa en una mejor posición pensando en una futura reactivación. Para alcanzar este objetivo se sugiere:
 - o Levantamiento de proyectos en la zona y diseño de soluciones eficientes para su desarrollo.
 - o Financiamiento propio en las etapas de estudios al desarrollo de proyectos de línea y formando los equipos de trabajo necesarios para estar mejor posicionado ante la presencia de nuevos actores
 - o Participar en desarrollo de proyectos de líneas de evacuación de grandes centrales de la zona para disminuir opciones de competencia en la zona.

- b) Imagen reconocida y relación con la autoridad: Se sugiere mantener una relación estrecha con autoridades locales y centrales con el fin de favorecer la posición de la empresa en la zona.
- a. Lobby en el desarrollo promoviendo regulación ad-hoc o resolviendo las trabas principales con que se encuentran estos proyectos.
 - b. Promoción a nivel nacional, con autoridades a nivel central y con actores del negocio de generación para ser reconocidos como actores relevantes en el tema.
 - c. Integrar a otras reparticiones públicas para incentivarlos a tomar un rol más protagónico en la materia. Por el nivel de conocimiento que la empresa tiene de las necesidades de los proyectos, se encuentra en un lugar privilegiado para aconsejar a estos organismos en el rol que deben tomar para promover soluciones integrales. Por ejemplo, Fundación Chile en la certificación de los proyectos de generación y el desarrollo de energías limpias, a CORFO apoyando los estudios y disminuyendo los riesgos asociados a los proyectos, al Gobierno mejorando los tiempos de respuesta de reparticiones públicas.

BIBLIOGRAFÍA

- Marco Regulatorio del Mercado Eléctrico; Sitios Web Institucionales, www.cne.cl, www.cdec-sic.cl.
- Textos de Evaluación de Proyectos e Interacción estratégica. Entre ellos:
 - o Del Sol, Patricio, "Evaluación de Proyectos con una visión estratégica"
 - o Porter, Michael, "Estrategia Competitiva"
- Textos de interacción estratégica mediante Teoría de Juegos y orientación al mercado eléctrico. Entre ellos:
 - o Dixit Avinash and Nalebuff Barry, "Thinking Strategically: The Competitive Edge in Business, Politics, and Everyday Life".
 - o Mas-Colell Andreu, Whinston Michael D., and Green Jerry R., "Microeconomic Theory".
- Textos de análisis económico de la Integración Vertical en mercado. Entre ellos:
 - o Galetovic, Alexander, "Integración vertical en el sector eléctrico: una guía para el usuario", Abril 2003.
 - o Zolezzi Cid, Juan Manuel, "Asignación de costos de transmisión vía juegos cooperativos y Formación de Coaliciones", Tesis para optar a grado de Doctor en Ciencias de la Ingeniería, <http://www2.ing.puc.cl/~power/paperspdf/zolezzithesis.pdf> Universidad Católica, Mayo 2002.

ANEXO A
ANÁLISIS COMPARATIVO ALTERNATIVAS
DE PROYECTOS

ANÁLISIS COMPARATIVO ALTERNATIVAS DE PROYECTO

Mejor Alternativa Sólo Butamalal

Obra	km	Costo (M\$/km)	Servidumbre (M\$/km)	Inversión-Pérdidas (M\$)
Linea 66kV Butamalal - Tres Pinos	38	37.000	12.000	1.862.000
Tap-Off Tres Pinos				250.000
Valorización Pérdidas				646.692
Total(M\$)				2.758.692

Mejor Alternativa Sólo Cayucupil

Obra	km	Costo (M\$/km)	Servidumbre (M\$/km)	Inversión-Pérdidas (M\$)
Linea 23 kV Cayucupil -Cañete	18	30.000	4.000	612.000
Valorización Pérdidas				120.000
Total Inversión (M\$)				732.000

Mejor Alternativa Sólo FRONTEL

Obra	km	Costo (M\$/km)	Servidumbre (M\$/km)	Inversión-Pérdidas (M\$)
Linea 66kV Tres Pinos -Cañete	23	37.000	12.000	1.127.000
Tap-Off Tres Pinos				250.000
Subestación Cañete 66/23 kV				800.000
Valorización Pérdidas				100.000
Total Inversión (M\$)				2.277.000

Alternativas Conjunta Butamalal-Cayucupil - Cañete

Obra	km	Costo (M\$/km)	Servidumbre (M\$/km)	Inversión-Pérdidas (M\$)
Linea 66kV Butamalal - Cañete -Tres Pinos	41	37.000	12.000	2.009.000
Tap-Off Tres Pinos				250.000
Subestación Cañete 66/23 kV				1.000.000
Valorización Pérdidas				300.000
Total(M\$)				3.559.000

Comparación alternativas conjuntas

Alternativa	Inversión-Pérdidas (M\$)
Costo soluciones individuales	5.767.692
Costo solución integrada	3.559.000
Ahorro por solución integrada	38% style="text-align: right;"> 2.208.692

ANÁLISIS COMPARATIVO ALTERNATIVAS PROYECTO 2

Mejor Alternativa Sólo A

Obra	Inversión-Pérdidas (MM\$)
INVERSIONES A SOLO (65 MW)	13.290
Valorización Pérdidas	4.300
Total(M\$)	17.590

Mejor Alternativa Sólo B

Obra	Inversión-Pérdidas (MM\$)
INVERSIONES SOLO B (15 MW)	2.800
Valorización Pérdidas	1.020
Total Inversión (M\$)	3.820

MEJOR CONJUNTA

Obra	Inversión-Pérdidas (MM\$)
INVERSIONES A+B	16.300
Valorización Pérdidas	3.771
Total(M\$)	20.071

EFFECTO PRORRATAS SEGÚN POTENCIA

Obra	Inversión-Pérdidas (MM\$)
COSTO A (PRORRATA 65/80)	16.308
COSTO B (PRORRATA 15/80)	3.763

BENEFICIOS SEGÚN PRORRATA

Obra	Inversión-Pérdidas (MM\$)
BENEFICIO A (PRORRATA 65/80)	1.282
BENEFICIO B (PRORRATA 15/80)	57

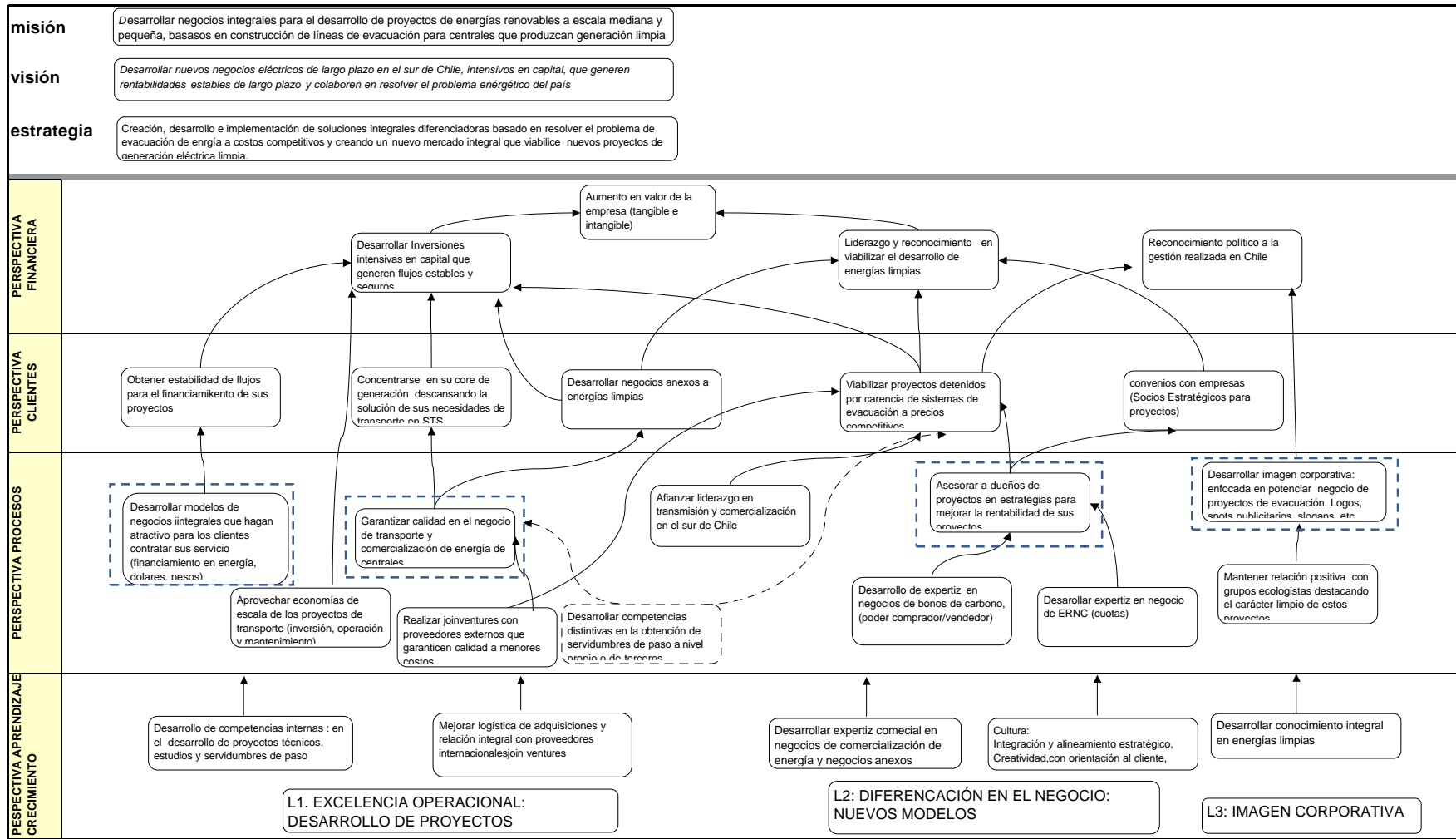
COMPARACIÓN SOLUCIONES COOPERATIVAS Y NO COOPERATIVAS

Alternativa	Inversión-Pérdidas (MM\$)
Costo soluciones individuales	21.410
Costo solución integrada	20.071
Ahorro por solución integrada	1.339

EFFECTO SOLUCIÓN COOPERATIVA EN EL JUEGO

EFFECTO SOLUCIÓN COOPERATIVA POR JUGADOR	Inversión-Pérdidas (MM\$)
A+B	1.339
SÓLO A (B no participa)	(2.481)
SÓLO B OPTIMIZADO (A no participa)	(9.251)

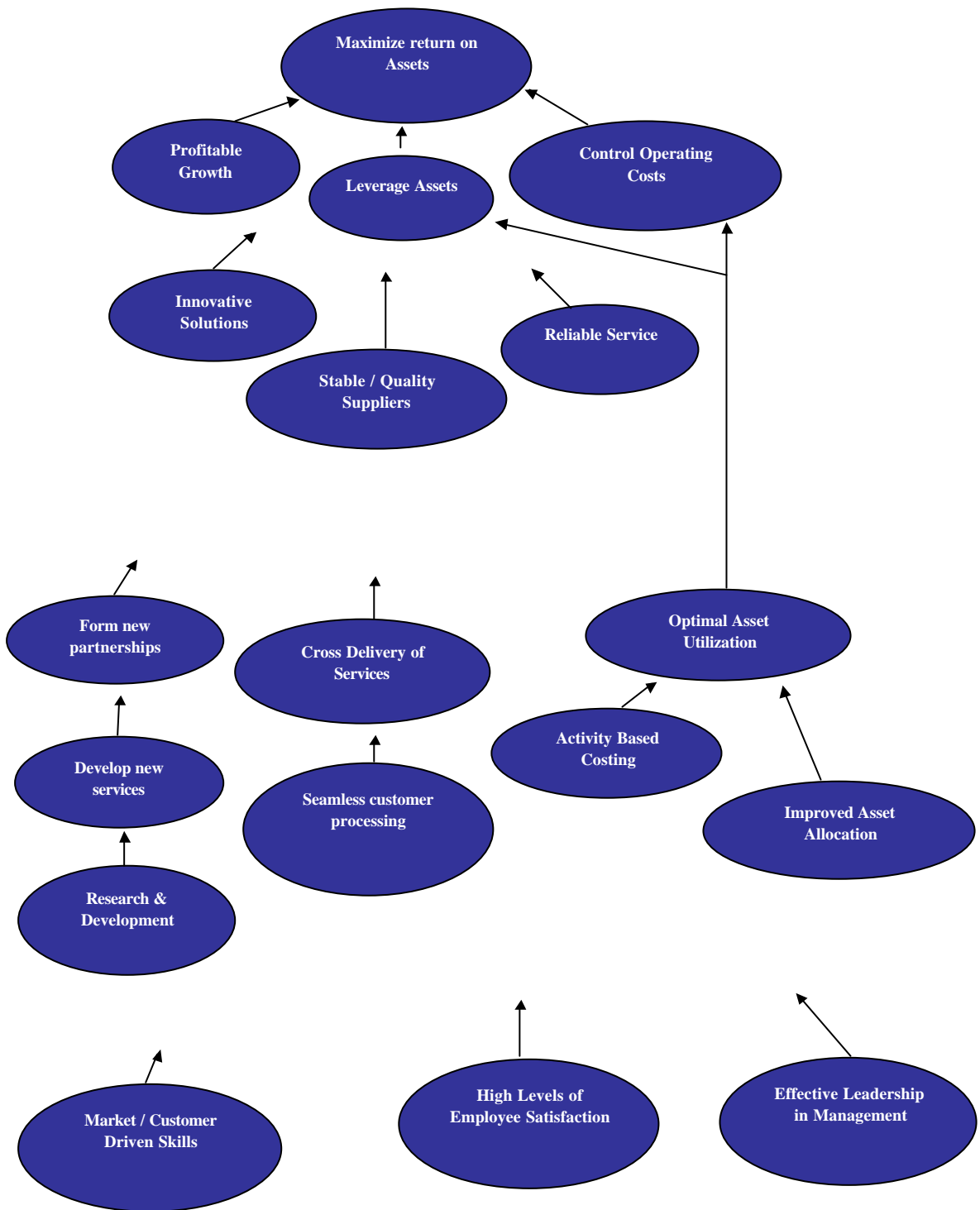
ANEXO B
MAPA ESTRATÉGICO DE NUEVA LÍNEA DE
NEGOCIOS



L1. EXCELENCIA OPERACIONAL: DESARROLLO DE PROYECTOS

L2. DIFERENCIACIÓN EN EL NEGOCIO: NUEVOS MODELOS

L3: IMAGEN CORPORATIVA



ANEXO C
EJEMPLO DE MODELO DE OPTIMIZACIÓN

Ejemplo Modelo de Optimización Previo

1. Generalidades

El objetivo principal del presente estudio es determinar tanto el trazado como los niveles de tensión óptimos de las líneas de transmisión.

El problema presenta las siguientes características. Por un lado, la dispersión geográfica de las centrales hace necesario que el proyecto contemple la construcción de 3 líneas de transmisión cuyo propósito sea el de recolectar la energía y llevarla hasta una subestación de enlace, a partir de la cual sale una línea de transmisión troncal formada por un conductor adaptado para la transmisión económica de los 65MW hasta la subestación Barro Blanco. Por otro lado, los niveles de tensión de cada una de las líneas de transmisión tendrán directa relación con las pérdidas de potencia y energía, con la configuración y el costo de la subestación de enlace así como también con el costo de las obras asociadas a la interconexión de la línea troncal con el SIC.

Para encontrar la combinación óptima entre trazados y niveles de tensión, se construyeron 9 casos de estudio. Estos casos se formaron combinando 3 trazados con 3 niveles de tensión para las líneas. Cada caso de estudio es evaluado en función de su Valor Actualizado de Costos (VAC), el que es calculado según la siguiente expresión:

$$VAC = \sum_{k=0}^N \left(\frac{Inv_k}{(1+i)^k} \right) + \sum_{k=1}^N \frac{COM_k}{(1+i)^k} - t \cdot \left(\sum_{k=1}^N \frac{COM_k - DEP_k}{(1+i)^k} \right) - \frac{VR}{(1+i)^k} \quad (\$)$$

Dónde:

Inv_k : Inversión en el año k

VR : Valor de recuperación de las inversiones

COM_k : Costos de Operación y Mantenimiento del año k

DEP_k : Depreciación de las inversiones del año k

i, t : Tasa de descuento e interés respectivamente

N : Horizonte de evaluación

1.1. Descripción de casos de estudio

Como se mencionara previamente, los 9 casos de estudio se formaron combinando los 3 trazados con 3 diferentes combinaciones de niveles de tensión para las líneas.

Las figuras siguientes muestran un esquema de los trazados analizados indicando las longitudes aproximadas de cada uno de los tramos.

CUADROS CON GRÁFICAS DE LAS ALTERNATIVAS

Dada la longitud y la potencia a transitar por la troncal, se evaluaron 2 niveles de tensión: 220kV y 110kV. Análogamente, para las líneas recolectoras se evaluaron los niveles de 66kV y 110kV. Así, los casos de estudios son los siguientes:

	Alternativa 1 Troncal: 220kV Líneas : 66Kv	Alternativa 2 Troncal: 220kV Líneas : 110kV	Alternativa 3 Troncal: 110kV Líneas : 110kV
Trazado 1	<i>Caso 1</i>	<i>Caso 2</i>	<i>Caso 3</i>
Trazado 2	<i>Caso 4</i>	<i>Caso 5</i>	<i>Caso 6</i>
Trazado 3	<i>Caso 7</i>	<i>Caso 8</i>	<i>Caso 9</i>

Los conductores usados en cada caso de estudio fueron seleccionados usando los criterios de Capacidad Económica Máxima del grupo de Empresas SAESA

2. Diseño Conceptual de la Línea de Transmisión

2.1. Criterios de diseño de instalaciones

Para la confección de los proyectos, se usaron los siguientes criterios.

1. Subestación de enlace:
 - a. En caso que incluya transformación, considerará un transformador de respaldo en caliente y doble barra en el lado de baja tensión.

- b. Cuando no incluya transformación, tanto las líneas de llegada como la troncal estarán conectadas a una doble barra.
2. Subestaciones Elevadoras de las Centrales:
- a. Se considera existente una barra de MT.
 - b. No incluye transformador de respaldo.
 - c. Se supone esquema de barra simple tanto en MT como en AT.
3. Interconexión al SIC:
- a. La conexión a 220kV debe realizarse a través de un esquema de doble barra.
 - b. Si la línea troncal llega en 110kV, el paño de transformación en 110kV será en esquema de barra simple.
 - c. Si la línea troncal llega en 110kV, el paño de transformación incluirá un transformador de respaldo. Además se asume que la conexión se hará a una doble barra en 66kV.
 - d. No se consideran los costos asociados al impacto que produzcan la inyección de energía en el SIC. Lo anterior deberá ser determinado por los estudios de estabilidad y cortocircuito a realizarse posteriormente.
4. Líneas de transmisión:
- a. Las líneas de cordillera tienen un recargo del 20% con respecto a una línea de valle.
 - b. La selección del conductor óptimo para cada nivel de tensión será hecha utilizando los criterios detallados más adelante en este informe.

2.2. Cálculo de Pérdidas

Las pérdidas técnicas representan la componente más importante dentro de los costos de explotación de las líneas de transmisión.

Hay dos fenómenos físicos que producen pérdidas de potencia y energía en el proceso de transmisión de energía, el primero corresponde al calentamiento del conductor, este fenómeno es denominado efecto Joule y depende fundamentalmente de la

resistencia que el conductor presente al paso de la corriente. El segundo fenómeno corresponde a la energía necesaria para ionizar el aire que rodea a los conductores y depende principalmente de la sección del conductor, la tensión de operación y el espaciamiento entre las fases de la línea, este fenómeno es denominado efecto Corona.

Cálculo de Pérdidas Joule

Como se mencionara anteriormente, las pérdidas Joule dependen de la resistencia del conductor y del cuadrado de la corriente que circula por él. Con los datos de potencia y energía diaria enviada por Hidroenergía, es posible calcular la corriente promedio que circula por cada uno de los tramos de línea y por lo tanto las pérdidas de potencia correspondientes. El cálculo de pérdidas de energía debe ser hecho utilizando los factores de carga de las pérdidas (f_{cp}), los que son calculados a través de la siguiente ecuación:

$$f_{cp} = \frac{E_{pérdidas}}{Gx_{máxima} \cdot T} = \frac{\sum_{k=0}^T Gx_k^2}{Gx_{máxima}^2 \cdot T}$$

Donde,

$E_{pérdidas}$:Energía de pérdida total para el tramo (MWh).

T :Número de horas al año.

K : k-ésima hora del año.

$Gx_{máxima}$:Inyección máxima de potencia al tramo dentro del período T (MW).

Gx_k :Potencia total inyectada al tramo en el periodo k (MW).

La siguiente tabla entrega un resumen de los factores de carga agregados para cada tramo utilizado en cada uno de los trazados.

Tramo	Fcp
Casualidad - SSEE Enlace (Trazados 1, 2 y 3)	0,73
Nalcas+Rio Blanco - SSEE Enlace (Trazados 1,2, 3)	0,48
Nalcas-Rio Blanco-Correntoso (Trazado 3)	0,39
Correntoso (Trazados 1, 2 y 3)	0,32
Troncal	0,54

A continuación se muestran los parámetros de los conductores usados en el cálculo de pérdidas.

AAAC	R (Ohm/km)	Sección (mm ²)	Peso (kg/km)
AZUSA	0,59	62	172
ALLIANCE	0,30	125	344
CANTON	0,19	200	551
DARIEN	0,13	283	781
ELGIN	0,11	331	911
FLINT	0,10	375	1005

Cálculo de Pérdidas Corona

Cuándo un conductor de una línea eléctrica adquiere un potencial lo suficientemente elevado para dar lugar a un gradiente del campo eléctrico radial, igual o superior a la rigidez dieléctrica del aire, se producen corrientes de fuga, análogas a las debidas conductancias de los aisladores; tales corrientes producen pérdidas de potencia.

La tensión para la cual el gradiente es igual a la rigidez dieléctrica del aire se denomina "tensión crítica disruptiva". Esta tensión se puede expresar de la siguiente forma:

$$U_c = 84 \cdot m_c \cdot d \cdot m_t \cdot r \cdot \lg \frac{D}{r}$$

En el **Anexo 1** se explica en detalle la utilización de la ecuación precedente.

Considerando las condiciones ambientales de la zona, los resultados del cálculo de las pérdidas Corona para cada nivel de tensión y sección de conductor son mostrados a continuación:

Líneas Cordilleranas: Altura promedio 320 m.s.n.m.

AAAC	66 kV		110 kV	
	Uc (kV)	Pérdidas (kW/km)	Uc (kV)	Pérdidas (kW/km)
AKRON	41	7	44	33
ALTON	50	4	53	28
AMES	60	1	65	21
AZUSA	73	0	79	13
ANAHEIM	80	0	87	8
AMHERST	88	0	96	5
ALLIANCE	97	0	105	2
BUTTE	108	0	117	0
CANTON	118	0	129	0
CAIRO	126	0	138	0
DARIEN	136	0	149	0
ELGIN	145	0	158	0
FLINT	152	0	167	0
GREELEY	166	0	183	0

Líneas Troncal: Altura promedio 140 m.s.n.m.

AAAC	110 kV		220 kV Estructura	
	Uc (kV)	Pérdidas (kW/km)	Uc (kV)	Pérdidas (kW/km)
AKRON	45	31	52	113
ALTON	55	26	64	111
AMES	67	19	78	105
AZUSA	81	11	95	93
ANAHEIM	89	7	105	85
AMHERST	98	4	116	76
ALLIANCE	108	1	128	65
BUTTE	120	0	144	51
CANTON	132	0	159	38
CAIRO	141	0	170	29
DARIEN	152	0	184	19
ELGIN	162	0	196	11
FLINT	171	0	207	6
GREELEY	187	0	228	0

Cálculo de Pérdidas Totales

Como se explicó anteriormente, las pérdidas totales de las líneas de transmisión se calculan sumando las pérdidas Joule con las pérdidas Corona. La siguiente tabla muestra un resumen para cada caso de estudio de las pérdidas de potencia y energía.

Trazado 1

Descripción	ALT 1	ALT 2	ALT 3
	220 kV-66 kV	220 kV-110 kV	110 kV
Pérdidas Potencia (MW)	2,4	1,6	3,0
Pérdidas Energía (MWh/año)	12.337	7.999	14.191

Trazado 2

Descripción	ALT 1	ALT 2	ALT 3
	220 kV-66 kV	220 kV-110 kV	110 kV
Pérdidas Potencia (MW)	3,2	1,9	2,8
Pérdidas Energía (MWh/año)	16.836	9.102	13.405

Trazado 3

Descripción	ALT 1	ALT 2	ALT 3
	220 kV-66 kV	220 kV-110 kV	110 kV
Pérdidas Potencia (MW)	3,9	2,0	2,9
Pérdidas Energía (MWh/año)	19.451	9.469	13.658

2.3. Criterio de Selección de Conductores

El monto de inversión de una línea de transmisión es proporcional a la sección del conductor mientras que sus costos de operación son inversamente proporcionales a dicho parámetro. Por lo tanto, para una potencia a transmitir dada, es fundamental determinar la sección del conductor que minimiza el VAC de las instalaciones.

Dada las características del proyecto, se ha dispuesto usar conductores AAAC ya que presentan un compromiso adecuado entre costos y resistencia mecánica. Por lo tanto, para cada nivel de tensión los conductores a evaluar son mostrados en la tabla siguiente:

	66 kV	110 kV	220 kV
Azusa	✓		
Alliance	✓	✓	
Canton	✓	✓	
Darien		✓	✓
Elgin			✓
Flint		✓	✓

Ya que los costos de operación de la línea están determinados principalmente por el valor de las pérdidas (efecto Joule y Corona), se busca determinar las curvas de: **potencia a transmitir v/s VAC** para cada sección de conductor. Tal como se mostrará más adelante en este informe, será la envolvente de la intersección de dichas curvas la que nos permitirá determinar las secciones óptimas de los conductores para cada nivel de potencia a transmitir por la línea.

Las pérdidas Joule dependerán de las resistencias de los conductores y de la corriente. Mientras que las pérdidas Corona dependerán de la tensión de ruptura calculada en función de la tensión de operación de la línea y la sección del conductores. El detalle del cálculo del efecto Corona se muestra en el **Anexo 1**.

El costo de operación y mantenimiento (CO&M) corresponde a un porcentaje del valor de inversión de acuerdo a:

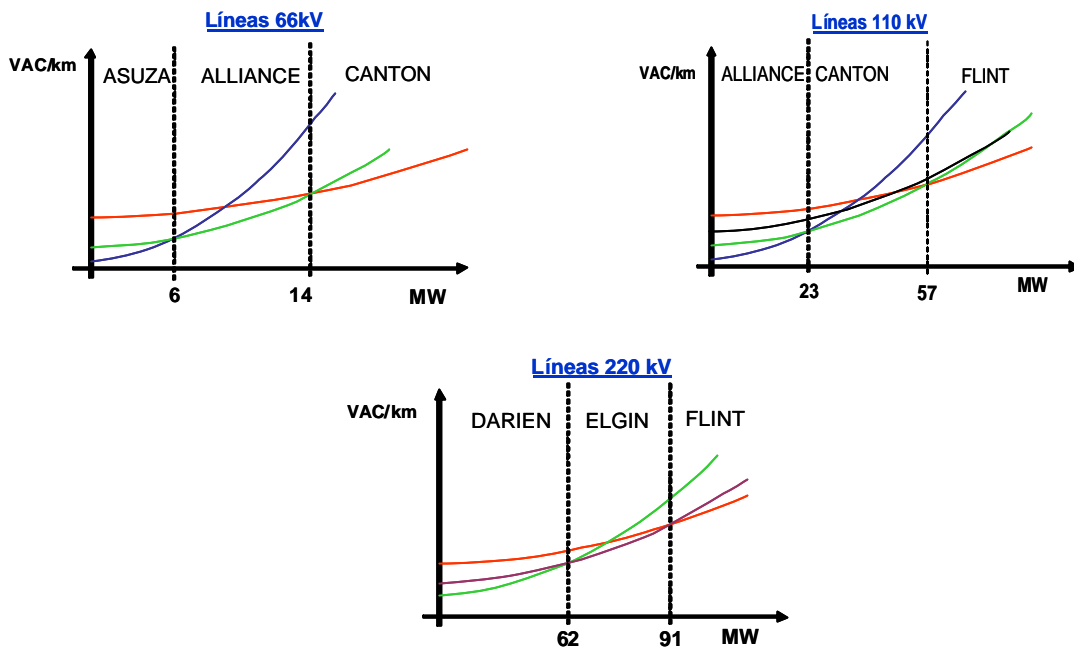
	66 kV	110 kV	220 kV
CO&M	2.8%	2.5%	2.1%

Los parámetros económicos usados en la evaluación se describen a continuación:

- Periodo Evaluación: 20 años
- Tasa descuento: 10 %
- Factor Carga: 0.7
- Precio Energía= 30 \$/kwh
- Precio Potencia= 0.7* Precio Nudo B.Blanco 220 kV= 2,915 \$/kW/mes

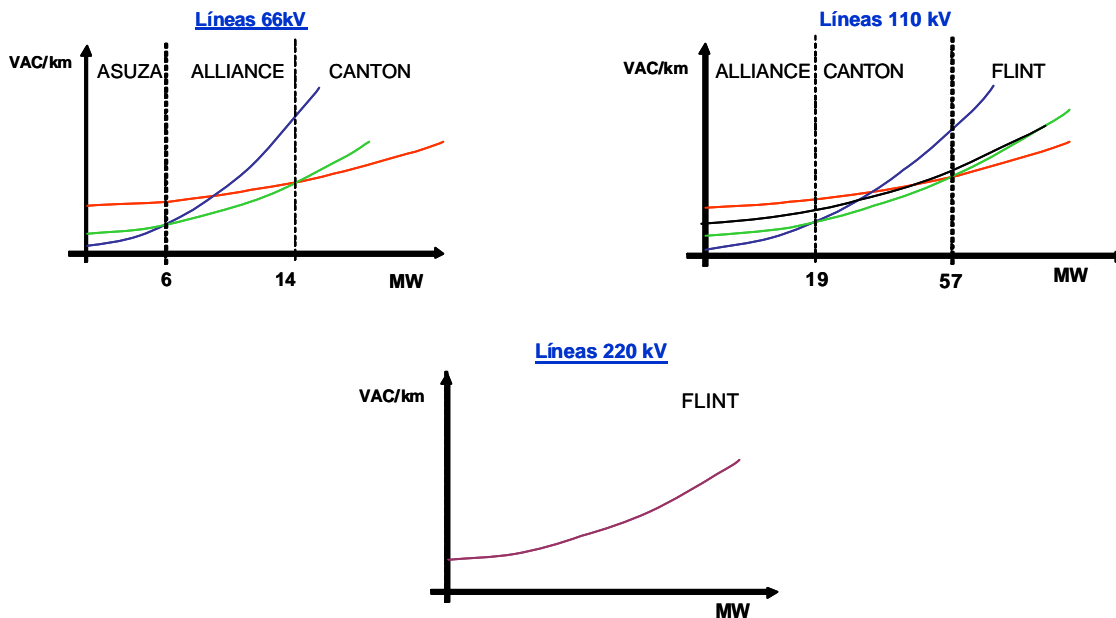
Resultados sin incluir el efecto corona

Calculando el VAC para el conjunto de conductores elegidos y ordenándolos de menor a mayor para cada nivel de potencia se obtienen las capacidades económicas máximas por nivel de tensión.



Resultados incluyendo el efecto corona

Calculando el VAC para el conjunto de conductores elegidos y ordenándolos de menor a mayor para cada nivel de potencia se obtienen las capacidades económicas máximas por nivel de tensión.



Al incluir el efecto Corona los criterios para 66kV no sufren modificación. La capacidad económica del Alliance en 110kV baja de

23MW a 19MW. En el caso de líneas de 220 kV se establece claramente que el conductor mínimo a usar debe ser Flint.

2.4. Resumen de Costos de Inversión

Los costos de Inversión están dados por los siguientes ítems:

- Costos de las líneas de transmisión: Los costos de las líneas de Transmisión considera el costo modular de instalar 1km de línea y las servidumbres que se pagan en Transmisión. Para los trazados que se ubiquen en zonas cordilleranas este costo se recargará en un 20%.
- Costos de interconexión entre líneas. Subestación Transformadora o de Enlace: Los costos de interconexión entre las líneas provenientes de las centrales pueden ser una Subestación elevadora (66 kV/220 kV ó 110 kV/220 kV) o una Subestación de Enlace (66kV-66KV ó 110 kV-110kV). Se considerará una barra de transferencia en estas subestaciones de interconexión. Las Subestaciones elevadoras considerarán un transformador de respaldo en caliente con sus paños de transformación correspondientes.
- Costo de llegada a Subestación Barro Blanco : La Subestación Barro Blanco posee instalaciones en niveles de tensión 220 kV y 66 kV. Si la línea principal posee una tensión de 110 kV se deben realizar inversiones adicionales por motivo de la transformación a 66kV, estas inversiones incluyen un transformador de respaldo en caliente con sus respectivos paños de transformación más el costo de conexión a un doble barra en 66kV. En caso de llegar en 220kV se considerará el costo de conexión a una doble barra, esto está sujeto a el estado futuro de la SE Barro Blanco y a las obras que Transelec disponga realizar en la línea de su propiedad.
- Costo de Subestaciones elevadoras de las centrales a la tensión de la Línea de Transmisión: Corresponde al costo de construcción de las subestaciones que permiten elevar la tensión de cada central al nivel de la línea colectora correspondiente. Cabe destacar que dada la ubicación geográfica de las centrales, la construcción de estas SSEE debe incluir recargos por las dificultades de acceso a los terrenos.

Con todos los costos involucrados se pueden valorizar cada una de las alternativas para los diferentes trazados propuestos.

Trazado 1

Alternativa 1. Esta alternativa considera la construcción de líneas de transmisión en 66 kV y una troncal común en 220 kV. Las obras y costos asociados para esta alternativa son:

Obras	km
Línea Casualidad-SE Elevadora, Canton 66 kV Tramo Cordillerano	21
Línea Correntoso-SE Elevadora, Canton 66 kV Tramo Cordillerano	11
Línea Rio Blanco-SE Elevadora, Canton 66 kV Tramo Cordillerano	36
Línea SE Elevadora-B.Blanco, Flint 220 kV Tramo Valle	64
Línea Dx Nalcas-Rio Blanco, 23 kV Canton	7
SE Elevadora: 2x65 MVA 66/220 kV	
Obras Llegada 220 kV B.Blanco	
Subestaciones Elevadoras Centrales	

Item	Inversión (MM\$)
Líneas de Transmisión	8,040
Servidumbres	3,150
Subestaciones de Enlace y Conexión al SIC	4,790
Subestaciones Elevadoras Centrales	3,000
Total Inversión	18,980

Alternativa 2. Esta alternativa considera la construcción de líneas de transmisión en 110 kV y una troncal común en 220 kV. Las obras y costos asociados para esta alternativa son:

Obras	km
Línea Casualidad-SE Elevadora, Canton 110 kV Tramo Cordillerano	21
Línea Correntoso-SE Elevadora, Alliance 110 kV Tramo Cordillerano	11
Línea Rio Blanco-SE Elevadora, Alliance 110 kV Tramo Cordillerano	36
Línea SE Elevadora-B.Blanco, Flint 220 kV Tramo Valle	64
Línea Dx Nalcas-Rio Blanco, 23 kV Canton	7
SE Elevadora: 2x65 MVA 110/220 kV	
Obras Llegada 220 kV B.Blanco	
Subestaciones Elevadoras Centrales	

Item	Inversión (MM\$)
Líneas de Transmisión	7,730
Servidumbres	3,150
Subestaciones de Enlace y Conexión al SIC	4,910
Subestaciones Elevadoras Centrales	3,500
Total Inversión	19,290

Alternativa 3. Esta alternativa considera la construcción de líneas de transmisión en 110 kV y una troncal común en 110 kV. Las obras y costos asociados para esta alternativa son:

Obras	km
Línea Casualidad-SE 1 Canton 110 kV Tramo Cordillerano	21
Línea Correntoso-SE 1 Alliance 110 kV Tramo Cordillerano	11
Línea Rio Blanco-SE 1 Alliance 110 kV Tramo Cordillerano	36
Línea SE1-B.Blanco Flint 110 kV Tramo Valle	64
Línea Dx Nalcas-Rio Blanco, 23 kV Canton	7
SE Enlace 110 kV	
Obras Llegada 110 kV B.Blanco	
Subestaciones Elevadoras Centrales	

Item	Inversión (MM\$)
Líneas de Transmisión	6,840
Servidumbres	2,510
Subestaciones de Enlace y Conexión al SIC	4,140
Subestaciones Elevadoras Centrales	3,500
Total Inversión	16,990

Trazado 2

Alternativa 1. Esta alternativa considera la construcción de líneas de transmisión en 66 kV y una troncal común en 220 kV. Las obras y costos asociados para esta alternativa son:

Obras	km
Línea Casualidad-Aihuapi, Canton 66 kV Tramo Cordillerano	15
Línea Casualidad-Aihuapi, Canton 66 kV Tramo Valle	23
Línea Correntoso-Aihuapi, Canton 66 kV Tramo Cordillerano	11
Línea Correntoso-Aihuapi, Canton 66 kV Tramo Valle	20
Línea Nalcas-Aihuapi, Canton 66 kV Tramo Cordillerano	18
Línea Nalcas-Aihuapi, Canton 66 kV Tramo Valle	29
Línea Aihuapi-B.Blanco, Flint 220 kV Tramo Valle	43
Línea Dx Nalcas-Rio Blanco, 23 kV Canton	7
SE Elevadora Aihuapi: 2x65 MVA 66/220 kV	
Obras Llegada 220 kV B.Blanco	
Subestaciones Elevadoras Centrales	

Item	Inversión (MM\$)
Líneas de Transmisión	7,120
Servidumbres	2,970
Subestaciones de Enlace y Conexión al SIC	4,790
Subestaciones Elevadoras Centrales	3,000
Total Inversión	17,880

Alternativa 2. Esta alternativa considera la construcción de líneas de transmisión en 110 kV y una troncal común en 220 kV. Las obras y costos asociados para esta alternativa son:

Obras	km
Línea Casualidad-Aihuapi, Canton 110 kV Tramo Cordillerano	15
Línea Casualidad-Aihuapi, Canton 110 kV Tramo Valle	23
Línea Correntoso-Aihuapi, Alliance 110 kV Tramo Cordillerano	11
Línea Correntoso-Aihuapi, Alliance 110 kV Tramo Valle	20
Línea Nalcas-Aihuapi, Alliance 110 kV Tramo Cordillerano	18
Línea Nalcas-Aihuapi, Alliance 110 kV Tramo Valle	29
Línea Aihuapi-B.Blanco, Flint 220 kV Tramo Valle	43
Línea Dx Nalcas-Rio Blanco, 23 kV Canton	7
SE Elevadora Aihuapi: 2x65 MVA 110/220 kV	
Obras Llegada 220 kV B.Blanco	
Subestaciones Elevadoras Centrales	

Item	Inversión (MM\$)
Líneas de Transmisión	6,980
Servidumbres	2,970
Subestaciones de Enlace y Conexión al SIC	4,910
Subestaciones Elevadoras Centrales	3,500
Total Inversión	18,360

Alternativa 3. Esta alternativa considera la construcción de líneas de transmisión en 110 kV y una troncal común en 110 kV. Las obras y costos asociados para esta alternativa son:

Obras	km
Línea Casualidad-Aihuapi, Canton 110 kV Tramo Cordillerano	15
Línea Casualidad-Aihuapi, Canton 110 kV Tramo Valle	23
Línea Correntoso-Aihuapi, Alliance 110 kV Tramo Cordillerano	11
Línea Correntoso-Aihuapi, Alliance 110 kV Tramo Valle	20
Línea Nalcas-Aihuapi, Alliance 110 kV Tramo Cordillerano	18
Línea Nalcas-Aihuapi, Alliance 110 kV Tramo Valle	29
Línea Aihuapi-B.Blanco, Flint 110 kV Tramo Valle	43
Línea Dx Nalcas-Rio Blanco, 23 kV Canton	7
SE Enlace 110 kV Aihuapi	
Obras Llegada 110 kV B.Blanco	
Subestaciones Elevadoras Centrales	

Item	Inversión (MM\$)
Líneas de Transmisión	6,350
Servidumbres	2,540
Subestaciones de Enlace y Conexión al SIC	4,140
Subestaciones Elevadoras Centrales	3,500
Total Inversión	16,530

Trazado 3

Alternativa 1. Esta alternativa considera la construcción de líneas de transmisión en 66 kV y una troncal común en 220 kV. Las obras y costos asociados para esta alternativa son:

Obras	km
Línea Casualidad-Aihuapi, Canton 66 kV Tramo Cordillerano	15
Línea Casualidad-Aihuapi, Canton 66 kV Tramo Valle	23
Línea Correntoso-SE Enlace, Canton 66 kV Tramo Cordillerano	7
Línea Rio Blanco-SE Enlace, Canton 66 kV Tramo Cordillerano	31
Línea SE Enlace-Aihuapi, Canton 66 kV Tramo Cordillerano	13
Línea SE Enlace-Aihuapi, Canton 66 kV Tramo Valle	13
Línea Aihuapi-B.Blanco, Flint 220 kV Tramo Valle	43
Línea Dx Nalcas-Rio Blanco, 23 kV Canton	7
SE Enlace 66 kV	
SE Elevadora Aihuapi: 2x65 MVA 66/220 kV	
Obras Llegada 220 kV B.Blanco	
Subestaciones Elevadoras Centrales	

Item	Inversión (MM\$)
Líneas de Transmisión	7,610
Servidumbres	3,130
Subestaciones de Enlace y Conexión al SIC	5,540
Subestaciones Elevadoras Centrales	3,000
Total Inversión	19,280

Alternativa 2. Esta alternativa considera la construcción de líneas de transmisión en 110 kV y una troncal común en 220 kV. Las obras y costos asociados para esta alternativa son:

Obras	km
Línea Casualidad-Aihuapi, Canton 110 kV Tramo Cordillerano	15
Línea Casualidad-Aihuapi, Canton 110 kV Tramo Valle	23
Línea Correntoso-SE Enlace, Alliance 110 kV Tramo Cordillerano	7
Línea Rio Blanco-SE Enlace, Alliance 110 kV Tramo Cordillerano	31
Línea SE Enlace-Aihuapi, Canton 110 kV T1 Tramo Cordillerano	13
Línea SE Enlace-Aihuapi, Canton 110 kV T2 Tramo Valle	13
Línea Aihuapi-B.Blanco, Flint 220 kV Tramo Valle	43
Línea Dx Nalcas-Rio Blanco, 23 kV Canton	7
SE Enlace 110 kV	
SE Elevadora Aihuapi: 2x65 MVA 110/220 kV	
Obras Llegada 220 kV B.Blanco	
Subestaciones Elevadoras Centrales	

Item	Inversión (MM\$)
Líneas de Transmisión	7,470
Servidumbres	3,130
Subestaciones de Enlace y Conexión al SIC	5,710
Subestaciones Elevadoras Centrales	3,500
Total Inversión	19,810

Alternativa 3. Esta alternativa considera la construcción de líneas de transmisión en 110 kV y una troncal común en 110 kV. Las obras y costos asociados para esta alternativa son:

Obras	km
Línea Casualidad-Aihuapi, Canton 110 kV Tramo Cordillerano	15
Línea Casualidad-Aihuapi, Canton 110 kV Tramo Valle	23
Línea Correntoso-SE Enlace 1, Alliance 110 kV Tramo Cordillerano	7
Línea Rio Blanco-SE Enlace 1, Alliance 110 kV Tramo Cordillerano	31
Línea SE Enlace 1-Aihuapi, Canton 110 kV T1 Tramo Cordillerano	13
Línea SE Enlace 1-Aihuapi, Canton 110 kV T2 Tramo Valle	13
Línea Aihuapi-B.Blanco, Flint 110 kV Tramo Valle	43
Línea Dx Nalcas-Rio Blanco, 23 kV Canton	7
SE Enlace 1: 110 kV	
SE Enlace 2: 110 kV Aihuapi	
Obras Llegada 110 kV B.Blanco	
Subestaciones Elevadoras Centrales	

Item	Inversión (MM\$)
Líneas de Transmisión	6,860
Servidumbres	2,700
Subestaciones de Enlace y Conexión al SIC	4,730
Subestaciones Elevadoras Centrales	3,500
Total Inversión	17,790

2.5. Evaluación de Económica Casos de Estudio

La evaluación económica de las alternativas considera un horizonte de 20 años, sin valor residual al final del periodo a una tasa de descuento del 10% y un impuesto del 17%.

Se considera un costo de operación y mantenimiento del 2% de la inversión en líneas y SSEE.

Las pérdidas de energía se valorizaron a los precios de venta de energía de largo plazo, 60US\$/MWh.

Las pérdidas de potencia se valorizaron de acuerdo a una estimación del valor de potencia firme que se le reconocería al grupo de centrales. Según datos del año 2006, la potencia firme reconocida para centrales de tamaño similares a las de Hidroenergía es en promedio un 70 % de la potencia declarada. Por lo tanto, las pérdidas de potencia se valorizaron usando el precio de nudo de potencia de Barro Blanco 220kV multiplicado por un factor 0.7

Al calcular los flujos de caja netos para cada caso de estudio se obtienen los resultados resumidos en las tablas siguientes:

Trazado 1

Descripción	ALT 1	ALT 2	ALT 3
	[MM\$]	[MM\$]	[MM\$]
	220 kV y 66 kV	220 y 110 kV	110 kV
TOTAL INVERSIÓN	18,980	19,290	16,990
LINEAS Y SSEE	15,830	16,140	14,480
SERVIDUMBRES	3,150	3,150	2,510
TOTAL COSTOS	6,600	5,300	7,000
COSTO PÉRDIDAS	3,900	2,600	4,600
CO&M	2,700	2,700	2,500
VAC MM\$	23,100	22,300	21,600

Trazado 2

Descripción	ALT 1	ALT 2	ALT 3
	[MM\$]	[MM\$]	[MM\$]
	220 kV y 66 kV	220 y 110 kV	110 kV
TOTAL INVERSIÓN	17,880	18,360	16,530
LINEAS Y SSEE	14,910	15,390	13,990
SERVIDUMBRES	2,970	2,970	2,540
TOTAL COSTOS	7,900	5,600	6,700
COSTO PÉRDIDAS	5,300	2,900	4,300
CO&M	2,500	2,600	2,400
VAC MM\$	23,100	21,600	20,900

Trazado 3

Descripción	ALT 1	ALT 2	ALT 3
	[MM\$]	[MM\$]	[MM\$]
	220 kV y 66 kV	220 y 110 kV	110 kV
TOTAL INVERSIÓN	19,280	19,810	17,790
LINEAS Y SSEE	16,150	16,680	15,090
SERVIDUMBRES	3,130	3,130	2,700
TOTAL COSTOS	9,000	5,900	7,000
COSTO PÉRDIDAS	6,300	3,100	4,400
CO&M	2,700	2,800	2,600
VAC MM\$	25,400	23,300	22,300

ANEXO D
MODELO DE ACUERDO MARCO ENTRE
TRANSMISOR Y GENERADORES

ACUERDO MARCO

GRUPO SAESA

Y

HIDROELECTRICA XXXXX S.A.

En Osorno, a día de mes de año, entre Sociedad Austral de Electricidad S.A., RUT N° xxxxxx, en adelante e indistintamente, Grupo SAESA, representadas por su Subgerente de Grandes Clientes, don Iván Reyes Trujillo, Cédula Nacional de Identidad N°6.069.138-K, todos domiciliados en calle Bulnes N° 441 de la ciudad de Osorno, y **HIDROELECTRICA XX S.A. RUT N° X , representada para estos efectos por su representante legal xxxx, Cédula Nacional de Identidad N° xxxxx, todos domiciliados en calle xxxx, Comuna de ,** en adelante La EMPRESA, han convenido el siguiente Acuerdo Marco:

PRIMERO: OBJETO

Grupo SAESA y EMPRESA declaran su voluntad de efectuar un desarrollo energético de manera conjunta.

EMPRESA declara que, directamente o a través de sociedades controladas, controladoras o participadas, **desarrolla el Proyecto XXXX consistente en una central hidroeléctrica que cuenta** con los derechos de aprovechamiento de agua y que dispone de los anteproyectos o proyectos que le permitirán construir esa central hidroeléctrica.

Por otra parte, al Grupo SAESA, le interesa desarrollar y ser propietario de los sistemas de transmisión y distribución que permitan la interconexión de las centrales hidroeléctricas de la EMPRESA al Sistema Interconectado Central (SIC) o la evacuación de la producción a las redes de distribución.

Por último, Grupo SAESA deja constancia de su interés en brindar el servicio de comercialización de la energía y potencia producidas por la totalidad de los proyectos de generación de EMPRESA. **La EMPRESA también deja constancia que existe interés en llegar a un acuerdo de comercialización con Saesa, siempre y cuando esta sea competitiva con el resto de las ofertas existentes en el mercado.**

Ambas partes han acordado suscribir el presente Acuerdo Marco, con el objeto de formalizar los compromisos respecto de: responsabilidades de cada una de las partes, costos involucrados y condiciones comerciales, junto con facilitar la entrega de información confidencial entre ambos y acordar el desarrollo de las siguientes etapas de los proyectos.

SEGUNDO: ETAPAS DEL PROYECTO.

En términos generales, el acuerdo consiste en que Grupo SAESA hará todos los estudios requeridos por la Empresa a cuenta y cargo de esta, previa aprobación de los montos y plazos ofrecidos por Grupo SAESA. Grupo SAESA se compromete en todo momento a guardar la confidencialidad de la información entregada por la EMPRESA. Salvo que se indique lo contrario, se entenderá que la forma de pago de los estudios corresponderá a un 50% al inicio del estudio y un 50% a su finalización, previa aprobación **por parte de la EMPRESA.**

Asimismo las partes declaran su voluntad de llevar a cabo los estudios con la mayor celeridad posible a modo de garantizar la disponibilidad del sistema de transmisión en los plazos requeridos por la puesta en servicio de la(s) central(es).

Grupo SAESA y EMPRESA, han acordado que las etapas en que dividirán el proceso que terminará con la puesta en servicio del o los sistemas eléctricos que permitan la evacuación de la producción de la generación de electricidad de las centrales de la EMPRESA, son las siguientes.

- Estudios de ingeniería conceptual y básica.
- Contrato de uso del o los sistemas eléctricos.
- Estudios de ingeniería de detalles y obtención de servidumbres de paso.
- Preparación de bases técnicas y comerciales de llamado a licitación.
- Llamado a licitación. Análisis de ofertas y adjudicación.
- Inspección y recepción de sistemas eléctricos.

Cualquier retraso que se genere en las etapas del proyecto o en la construcción de la central, por cualquier motivo y en cualquiera de las partes deberá ser comunicado con la mayor prontitud posible desde la fecha en que se tuvo conocimiento.

TERCERO: ESTUDIOS DE INGENIERÍA CONCEPTUAL, BÁSICA Y DE DETALLES DEL PROYECTO DE CONEXIÓN.

La EMPRESA entregará a Grupo SAESA el programa preliminar para estudios, ejecución y puesta en servicio esperada de la central hidroeléctrica que proyecta construir, así como toda la información relativa al proyecto de interconexión con que cuente. Corridos 10 días de esta entrega, Grupo SAESA entregará una propuesta para realizar los estudios de ingeniería conceptual y/o ingeniería básica del proyecto indicando los montos y plazos involucrados.

El Grupo SAESA se compromete a desarrollar la ingeniería conceptual y básica del proyecto de transmisión requerido por la central hidroeléctrica de la EMPRESA, previa aprobación del presupuesto por parte de ésta y firma del contrato de ejecución de los estudios. Los estudios a realizar en esta etapa serán el de ingeniería conceptual (optimización del proyecto en lo referido a nivel de tensión y conductor a utilizar y definición de trazado preliminar) y el de Ingeniería básica de la alternativa elegida.

Junto al presupuesto, el Grupo SAESA se compromete a entregar un borrador de contrato en el que se estipulen los derechos y obligaciones de ambas partes y las condiciones comerciales para el pago de éste.

El plazo comprometido por el Grupo SAESA para presentar el presupuesto a EMPRESA es de xx días corridos a contar de la firma del presente acuerdo. EMPRESA se compromete a responder respecto del presupuesto entregado por el Grupo SAESA en un plazo máximo de 7 días corridos tras la recepción del señalado presupuesto. La respuesta contendrá las observaciones al contrato propuesto por el Grupo SAESA.

Los criterios de diseño de las líneas de transmisión serán compartidos con EMPRESA, dándole las facilidades de acceso a esta información.

CUARTO: CONTRATO DE USO DEL O LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.

El Grupo SAESA se compromete a entregar en un plazo máximo de 30 días corridos contados a partir de la suscripción de este convenio, el borrador de contrato que establezca los derechos y obligaciones de las partes en lo que se refiere al uso que hará EMPRESA del o los sistemas eléctricos de propiedad de Grupo SAESA que sean necesarios para evacuar la producción de electricidad de las centrales hidráulicas de propiedad de EMPRESA.

El señalado borrador de contrato propondrá a la EMPRESA las siguientes estipulaciones.

- La EMPRESA tendrá el derecho para usar el o los sistemas eléctricos de propiedad de Grupo SAESA necesarios para evacuar la producción de electricidad de su central hidráulica bajo adecuadas condiciones de calidad y continuidad.
- La EMPRESA podrá establecer los estándares de calidad y continuidad que estime necesarios en los sistemas eléctricos de propiedad del Grupo SAESA.
- El valor nuevo de reemplazo del o los sistemas eléctricos de propiedad del Grupo SAESA estará establecido por el valor resultante de la licitación para la construcción de esas instalaciones o por el acuerdo directo entre las partes.
- La anualidad a pagar por EMPRESA por el uso de las instalaciones de Grupo SAESA se establecerá considerando una vida útil de 30 años y una tasa de descuento de 10%.
- Los gastos de operación y mantenimiento anual del o los sistemas eléctricos usados por EMPRESA se establecerán en función de los estándares de calidad y continuidad fijados por EMPRESA.
- EMPRESA y Grupo SAESA deben convenir el tipo y monto de la garantía que la primera debe proporcionar a Grupo SAESA para caucionar que las instalaciones que se van a construir serán usadas por EMPRESA durante la vida útil de las mismas.
- La duración, el plazo o vigencia del contrato.

QUINTO: ESTUDIO DE INGENIERÍA DE DETALLES Y SERVIDUMBRES DE PASO.

El Grupo SAESA se compromete a desarrollar la ingeniería detalle del proyecto de transmisión requerido por las centrales hidroeléctricas de EMPRESA, previa aprobación del presupuesto por parte de ésta y firma del contrato de ejecución de los estudio. La ingeniería de detalles corresponde a una profundización de la ingeniería básica y en esta etapa, los estudios a realizar permitirán conocer los detalles técnicos del proyecto incluyendo aspectos tales como detalle del trazado, materiales, ubicación de las estructuras, protecciones, etc.

Junto al presupuesto, el Grupo SAESA se compromete a entregar un borrador de contrato en el que se estipulen los derechos y obligaciones de ambas partes y las condiciones comerciales para el pago de éste.

Las partes convienen que el costo de las servidumbres de paso para desarrollar el o los sistemas eléctricos necesarios para evacuar la producción de las centrales hidráulicas de propiedad de EMPRESA será de cuenta y cargo de la EMPRESA.

En atención a la experiencia de Grupo SAESA en negociación de servidumbres de paso para la instalación de líneas eléctricas, las partes convienen en que ella realizará esta prestación traspasando a la EMPRESA el costo de las servidumbres conseguidas.

Grupo SAESA no será responsable de los retrasos que puedan sufrir los proyectos y que se deriven de oposiciones a la entrega de servidumbre por parte de los propietarios involucrados.

En caso que la EMPRESA esté en condiciones privilegiadas para obtener las servidumbres necesarias, podrá asumir las negociaciones con la totalidad o parte de los propietarios involucrados, dentro de los plazos que las partes fijen a los proyectos.

Grupo SAESA propondrá a EMPRESA, en un plazo máximo de 30 días corridos a contar de la suscripción de este acuerdo, de la modalidad de esta prestación y del cargo de la misma.

SEXTO: LICITACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN DE OBRAS.

Grupo SAESA entregará una propuesta para la elaboración de las bases para el llamado a licitación por la construcción de las obras de transmisión requeridas por el proyecto de generación hidroeléctrica de la EMPRESA en los mismos términos que los estudios anteriores.

Grupo SAESA podrá presentar también una propuesta por la construcción de obras.

La EMPRESA determinará la adjudicación y negociación para obtener las mejores condiciones de precio y calidad, asegurando el cumplimiento estricto del estándar técnico definido en las bases.

SÉPTIMO: INSPECCIÓN DE OBRAS Y RECEPCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS.

Grupo SAESA entregará una propuesta para la inspección y control en el desarrollo de las obras y será la encargada de recibir a conformidad y conectar las nuevas instalaciones construidas en los mismos términos que los estudios anteriores (precio y plazo que será ratificado por la EMPRESA). De ser aceptado Grupo SAESA tendrá la labor de administración de las obras de construcción de los proyectos de transmisión y subestaciones que permitan la interconexión de los proyectos de generación al SIC. Dado que las líneas pasarán a ser propiedad de Grupo SAESA, ésta deberá supervisar las obras antes de conectarla. Este estudio será de cargo de la EMPRESA.

OCTAVO: OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

Grupo SAESA será el responsable de la operación y mantenimiento de las líneas por lo cual tendrá derecho al cobro equivalente al x% de la inversión de acuerdo a lo señalado en el quinto punto de la cláusula Cuarto de este instrumento. En todo caso y sin perjuicio de lo recién señalado, el cobro mensual que Grupo SAESA hiciera a la EMPRESA por el uso del sistema que permita evacuar la energía producida por la central de esta última, deberá quedar claramente establecido en el contrato a que se refiere la misma cláusula Cuarto.

NOVENO: COMERCIALIZACIÓN DE LA POTENCIA Y ENERGÍA

Grupo SAESA tendrá una opción preferente para comercializar al interior del CDEC SIC la energía inyectada al sistema por las centrales generadoras de EMPRESA por intermedio de alguna de sus filiales. Por este servicio cobrará un monto mensual que se fijará como un porcentaje de la valorización a costo marginal horario (o alguna otra fórmula) de la energía inyectada por las centrales de EMPRESA. En el caso que no se llegue a acuerdo entre las partes la EMPRESA podrá llegar a acuerdo con otro comprador o simplemente comercializar directo a spot. Cualquier beneficio relacionado con la ley de energías renovables, los bonos de carbono u otro reconocido por la legislación interna o tratados internacionales se considerarán beneficios de la EMPRESA y no de Grupo SAESA.

DÉCIMO: INTERLOCUTORES

Para los efectos de dar operatividad al presente acuerdo, el Grupo SAESA nombra a don XXXXX como interlocutor válido, quien será el receptor de la información proporcionada por EMPRESA y a la vez suministrará la información solicitada por ésta.

Por su parte, EMPRESA nombra a don XXXXXX como interlocutor válido, quien será el receptor de la información proporcionada por el Grupo SAESA y a la vez proporcionará la información solicitada por éste.

UNDÉCIMO: VIGENCIA

El presente Acuerdo Estratégico tendrá carácter de indefinido o hasta que una de las partes decida ponerle término dando aviso a la otra con una anticipación mínima de 6 meses. En todo caso, el presente acuerdo tendrá una duración mínima de xxx años a partir de la fecha de suscripción. En todo caso, este contrato terminará en caso que las partes no lleguen a acuerdo sobre cualquier materia y en cualquiera de las etapas del proyecto citadas en la cláusula Segundo precedente.

DUODÉCIMO: NÚMERO DE COPIAS Y DOMICILIO LEGAL

El presente documento se firma en 4 copias de igual fecha y tenor, quedando 2 copias en poder de cada una de las partes.

Para todos los efectos legales, ambas partes fijan su domicilio en la ciudad de Santiago.

XXXXXXXXXX
GRUPO SAESA

EMPRESA

ANEXO E
MODELO DE CONVENIO DE INGENIERÍA,
CONSTRUCCIÓN Y PAGOS DE PEAJE

CONVENIO

INGENIERÍA, CONSTRUCCIÓN Y PAGO DE PEAJES POR SISTEMA DE TRANSMISIÓN

ENTRE

EMPRESA

Y

SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A.

En Osorno, a XX de XXX de XXX, entre **Sistema de Transmisión del Sur S.A.**, sociedad del giro de su denominación, Rut número 96.701.470-2, en adelante e indistintamente **STS**, representada por su Gerente de Finanzas señor Francisco Alliende Arriagada, chileno, casado, Ingeniero Comercial, cédula nacional de identidad número 6.379.874-6 y su Gerente de Operaciones señor Francisco Quintana Lavados, chileno, casado, Ingeniero Civil, cédula nacional de identidad número 6.488.127-2, todos domiciliados en calle Bulnes N° 441 de Osorno, por una parte, y por la otra, **EMPRESA S.A.**, Rut XXX, en adelante también **EMPRESA**, representada por su Gerente General señor xx, NACIONALIDAD, soltero, empresario, Rut XXX, todos con domicilio en XXX, calle XX. N° XX, se ha convenido lo siguiente:

PRIMERO: ANTECEDENTES

EMPRESA, es una empresa que tiene proyectada la construcción de varias centrales generadoras de electricidad, las cuales estarán emplazadas en el área de influencia de STS y en el proyecto de ampliaciones de red eléctrica, en adelante también redes eléctricas, sistema de transmisión o líneas en el cual actualmente STS se encuentra trabajando.

STS, a solicitud de **EMPRESA**, está desarrollando el proyecto de redes eléctricas requerido para evacuar la producción de electricidad de un conjunto de centrales eléctricas que **EMPRESA** tiene proyectadas construir y operar en el entorno de la zona XXX.

SEGUNDO: OBJETO

En atención a los intereses mutuos, las partes convienen en suscribir este convenio a objeto que el proyecto de red eléctrica que está desarrollando **STS** considere todos los aspectos técnicos y reglamentarios que sean necesarios para la evacuación de la producción de electricidad de las centrales de propiedad de **EMPRESA**, como usuaria de la señalada red eléctrica.

TERCERO: UBICACIÓN DE LAS CENTRALES

Las centrales generadoras y sus capacidades de generación que, a la fecha del presente Convenio, **EMPRESA** tiene considerado desarrollar son las que se indican a continuación:

- Central 1 X1 MW
- Central2 X2 MW
- Central3 X3 MW

Las centrales generadoras se emplazarán en la zona XXX y se tiene proyectado que ésta se interconectará al sistema de transmisión que **STS** está desarrollando, en una subestación de transformación desde el nivel de tensión de generación de la central eléctrica al nivel de tensión de la red eléctrica.

La construcción de las subestaciones elevadoras de tensión de las centrales generadoras es responsabilidad de **EMPRESA**. La conexión entre las subestaciones de propiedad de **EMPRESA** y las estructuras de propiedad de **STS** será acordada entre las partes observando la norma técnica vigente.

En el Anexo N° 1 de este contrato se incluye un diagrama geográfico en que se muestra la ubicación física de las centrales de **EMPRESA** y las coordenadas geográficas aproximadas de ubicación de las subestaciones elevadoras al nivel de tensión de la red eléctrica objeto de este convenio.

CUARTO: PLAZO PUESTA EN SERVICIO

Las partes convienen que el sistema de transmisión que desarrollará **STS**, y que es necesario para evacuar la totalidad de la potencia máxima de electricidad de las centrales generadoras de **EMPRESA**, debe realizarse considerando el programa de puesta en servicio

o de entrada en producción de electricidad de las centrales generadoras, y que se indica a continuación.

CENTRAL GENERADORA	FECHA	PRODUCCIÓN MÁXIMA (MW)
1	30/06/2011	X1
3	31/09/2010	X3
2	31/09/2010	X2

Tabla N°1 Fecha de puesta en servicio de las centrales generadoras.

Las partes dejan expresamente establecido que los plazos máximos señalados en la Tabla N°1 se aumentarán en la misma cantidad de días en que el contrato, a que se hace referencia en la cláusula **DECIMO QUINTO**, se retrase en su suscripción.

QUINTO: SELECCION DE ALTERNATIVA

Las alternativas ya estudiadas y cualquier otra alternativa técnica analizada, en adelante la alternativa, tendrá que cumplir con la totalidad de las normas constructivas que aplican, así como también con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigentes y las que puedan existir en el futuro. En caso que dichas normas futuras signifiquen realizar modificaciones al proyecto en operación, las partes acordarán como abordarlas.

Adicionalmente, la capacidad de las instalaciones tendrá que ser adaptada a la generación que por ella se transmitirá, que a lo menos siempre considerará la totalidad de la generación producida por las centrales generadoras de **EMPRESA** y un 15% de margen adicional.

La elección de la alternativa será una decisión compartida entre **STS** e **EMPRESA** y en todo caso tendrá como condición básica que a igualdad de características técnicas la elección recaerá sobre la solución de menor costo total. Esta definición se realizará con anterioridad a la suscripción del contrato a que se hace referencia en la cláusula **DECIMO QUINTO**.

SEXTO: ETAPAS DEL PROYECTO DE TRANSMISIÓN

Dado que las líneas a construir serán propiedad de **STS**, ésta será responsable de cumplir con todas las normas de construcción, así como también del pleno cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, Resolución Exenta N° 40 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, del 16 de mayo de 2005, o su versión más actualizada.

Las principales etapas del proyecto de transmisión son las que se indican a continuación:

6.1 Estudios de ingeniería conceptual y básica.

Los estudios a realizar por **STS** en esta etapa serán el de ingeniería conceptual, que considera la optimización del proyecto en lo que se refiere a nivel de tensión, conductor a utilizar y definición del trazado preliminar. Adicionalmente, se incluye en esta etapa el desarrollo de la Ingeniería básica de la alternativa seleccionada, que entre otros aspectos, será la base de información técnica necesaria para la licitación y compra de equipos; como asimismo, para el desarrollo del proyecto.

6.2 Estudios de ingeniería de detalles.

STS desarrollará la ingeniería de detalle del proyecto de transmisión requerido por las centrales hidroeléctricas de **EMPRESA**.

Esta ingeniería de detalles, considera completar todos los antecedentes que permitan construir todas las obras necesarias para poner en servicio el proyecto, incluyendo aspectos tales como; planos de planta y perfiles del proyecto, especificación y cubicación de materiales, ubicación de las estructuras, planos de construcción y montaje, estudios de mecánica de suelo, diseño de fundaciones, coordinación y ajuste de protecciones eléctricas y todo aquello que asegure la construcción y operación de las líneas dentro de los estándares normativos exigidos por la autoridad competente. Adicionalmente, se considerará un presupuesto detallado de las obras que servirá de referencia para el llamado a licitación por la construcción de las mismas.

6.3 Concesión Eléctrica y Negociación de servidumbres de paso.

De acuerdo a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, sus Reglamentos y demás normas pertinentes, **STS** solicitará la(s) concesión(es) de la(s) línea(as) y subestación(es) que se requiera(n) construir, a fin de evacuar la energía y potencia que generarán las centrales de **EMPRESA** descritas en la cláusula TERCERO del presente Convenio.

Con anterioridad a la presentación de la solicitud de concesión, **STS** desarrollará un catastro completo de dueños de las propiedades a través de las cuales pasarán las líneas de transmisión, recopilando tanto roles de propiedad como identificación de los propietarios. Lo anterior implica, necesariamente, desarrollar actividades directamente en el terreno así como obtención de documentos legales en el Registro Civil, Conservador de Bienes Raíces y en Notarías Públicas.

Simultáneamente o antes de la tramitación de la solicitud de concesión, se procederá a una negociación directa y de carácter privado con los propietarios individualizados en el catastro. Dicha negociación considera el pago de una compensación o indemnización para el propietario del predio en el cual se emplazará la línea y la escrituración de la respectiva servidumbre y su inscripción en el Registro del Conservador de Bienes Raíces que corresponda para formalizar la servidumbre otorgada.

Para aquellas servidumbres que no sea posible obtenerlas voluntariamente ya sea por no lograr acuerdos con los propietarios; como asimismo, imposibilidad de escrituración por problemas en los títulos de la propiedad o sus propietarios, se procederá según los términos establecidos en el DFL N° 4/20.018, del Ministerio de Economía del año 2006, su Reglamento contenido en el Decreto Supremo N° 327, de Minería de 1997 y disposiciones reglamentarias que rigen el tema, pudiendo en su calidad de concesionario por la línea de transmisión, imponérselas a los propietarios y pagar como indemnización el monto fijado por la Comisión de Hombres Buenos, aplicándose las normas contenidas en la legislación eléctrica.

6.4 Declaración de Impacto Ambiental.

Para la construcción de la(s) línea(s) **STS** cumplirá con todo lo establecido en la legislación y reglamentación medioambiental vigente.

6.5 Preparación de bases de licitación para el suministro de materiales y equipos.

STS elaborará las bases administrativas, técnicas y comerciales para los llamados a licitación (pública o privada) para el suministro de los materiales y equipos necesarios para la construcción de las líneas y subestaciones del sistema de transmisión objeto de este contrato.

6.6 Preparación de bases de licitación para la construcción de líneas y subestaciones.

STS elaborará las bases administrativas, técnicas y comerciales para la construcción de las líneas y subestaciones del sistema de transmisión objeto de este contrato.

6.7 Llamados a licitaciones y sus adjudicaciones.

Una vez que **EMPRESA** haya aprobado las respectivas bases de licitación, **STS** efectuará los llamados a licitaciones para el suministro de materiales, suministro de equipos, construcción de líneas y construcción de subestaciones, revisión y análisis de las ofertas. Del mismo modo, realizará las negociaciones y designará los adjudicatarios, resguardando en todo caso, el estricto cumplimiento de los estándares técnicos definidos en las bases y preservando que ello sea a los menores costos posibles.

6.8 Suministro de materiales y equipos.

El suministro de los materiales y equipos deberá cumplir estrictamente con lo señalado en las bases de licitación. Toda manipulación de materiales y equipos se hará cumpliendo irrestrictamente las normas de seguridad requeridas para evitar accidentes con daños a las personas y/o a las instalaciones.

6.9 Construcción e Inspección de las obras.

STS será responsable y velará para que todas las obras a desarrollar, líneas y subestaciones, se realicen en los plazos y estándares definidos en las bases de la respectiva licitación. Para estos efectos, se conformarán equipos de inspectores técnicos que permitan asegurar la calidad de las obras que se construirán.

6.10 Recepción y Puesta en Servicio de los sistemas eléctricos.

STS será responsable de recibir a conformidad las líneas y subestaciones, de parte de las empresas constructoras de las obras, y realizar las pruebas técnicas que sean necesarias previo a su interconexión al Sistema Interconectado Central. Previo a la interconexión del nuevo sistema eléctrico, se debe asegurar que los sistemas de protecciones asociados a estas nuevas obras cumplan con las características de coordinación y selectividad que los sistemas de esta naturaleza precisan.

6.11 Cumplimiento Ley del Trabajo y de Seguridad Laboral.

STS será responsable del total cumplimiento de la ley y de sus reglamentaciones con el objeto de prevenir accidentes que puedan dañar a las personas o a las instalaciones **STS** será responsable de la responsabilidad civil contractual y no contractual.

Sin perjuicio de lo anterior, **EMPRESA** declara desde ya que no se hará responsable de los accidentes que puedan sufrir personal de **STS**, de sus contratistas, y subcontratistas y terceras personas con ocasión de la construcción de las obras objeto del presente convenio. Por otra parte **EMPRESA** no será responsable sobre los trabajadores o dependientes de **STS**, de sus contratistas y de sus subcontratistas.

SÉPTIMO: COSTOS NO INCLUIDOS EN LAS LICITACIONES.

Los costos de inversión referenciales requeridos en el sistema de transmisión que se indican en la cláusula NOVENO, Tabla N°4, que ascienden un valor referencial de UF XXX (xxxx en palabras de unidad de fomento) incluyen todos los costos necesarios para el desarrollo del proyecto objeto de este Convenio,

Las partidas más importantes de costos, requeridas para construir y poner en servicio las líneas y subestaciones objeto de este contrato son: i) suministro de materiales, ii) suministro de equipos, iii) construcción de líneas y iv) construcción de subestaciones. Por ello, los costos finales de cada uno de esos ítems son los que se obtendrán de procesos de licitación, razón por la cual dichos costos estarán definidos al término de esos procesos.

No obstante lo señalado precedentemente, previo a los procesos de licitación, así como con posterioridad a los mismos, se desarrollarán actividades que serán desarrolladas directamente por **STS** o que ésta convendrá con terceros, por lo que su valoración económica se deberá establecer por otro mecanismo.

Las actividades a realizar directamente por **STS** o que ella convendrá con terceros, cuyo costo no estará incluido en las licitaciones, son las siguientes:

- + Ingeniería básica y de detalle de líneas y subestaciones
- + Preparación, presentación y tramitación Concesión Eléctrica

- + Gestión de negociación de servidumbres
- + Gestión ante la Comisión de Hombres Buenos en la valorización de las indemnizaciones a pagar por imposición de las servidumbres legales,
- + Cumplimiento de trámites medio ambientales
- + Compra de terrenos para subestaciones
- + Control de suministro de materiales y equipos
- + Control de construcción de obras.

En la Tabla N°2 se señalan los costos directos en que incurrirá **STS** para llevar a cabo las prestaciones que allí se indican, no incluyendo en esos montos los pagos que **STS** debe realizar a terceros para desarrollar cada una de las actividades allí mencionadas. En otros términos, en la Tabla N°2 no se incluyen los pagos que **STS** realice a terceros para poder desarrollar y ejecutar dichas prestaciones, situación que es de pleno conocimiento de **EMPRESA**.

Las partes dejan establecido que **STS**, previo a establecer un acuerdo de pago con cualquier tercero, por alguna de las prestaciones señaladas en la Tabla N°2, deberá contar con la autorización expresa de **EMPRESA**. Tanto la solicitud de conformidad a **EMPRESA**, así como la aceptación de la misma a **STS**, deberán de efectuarse por escrito, pudiendo ser carta, fax o correo electrónico, acorde con lo estipulado en la cláusula **DECIMO SEPTIMO**.

Con la conformidad escrita de **EMPRESA** respecto de los montos de las pagos a efectuar a terceros respecto de los conceptos indicados en la Tabla N°2, dichos valores se incorporarán a la inversión de las obras a desarrollar. Por otra parte, ellos deberán ser reembolsados a **STS** por **EMPRESA** en el evento de que ésta se desistiere de la ejecución de él o los proyectos de generación y que hicieron necesarios el pago.

Item	Monto [UF]
Ingeniería básica	Y1
Ingeniería de detalles	Y2
Concesión Eléctrica ¹	Y3
Negociación de Servidumbres	Y4
Declaración Impacto ambiental	Y5
Compra de Terrenos	Y6
Control de Suministro de Materiales y Equipos	Y7
Control de Construcción de Obras	Y8
TOTAL	Y

Tabla N°2 Costos no incluidos en las Licitaciones.

¹ No se incluye gastos directos de STS ni pagos relacionados a la tramitación de la imposición de las servidumbres mediante el mecanismo de la Comisión de Hombres Buenos.

En la prestación de los servicios denominados Control de Suministro de Materiales y Equipos se considera las actividades que permiten a **STS** la Elaboración de Bases de Licitación por Abastecimiento de Materiales, el o los Llamados a Licitación, Fletes desde Bodegas a Obras y Administración e Inspección del Abastecimiento.

En la prestación de los servicios denominados Control de Construcción de Obras se consideran las actividades que permitirán a **STS** la Elaboración de Bases de Licitación o Licitaciones por Construcción de Obras, los llamados a Licitación y la Administración e Inspección de la Construcción.

OCTAVO: DESEMBOLSOS ANUALES.

El detalle de gastos -cifras que no incluyen el impuesto al valor agregado (I.V.A)-, asociados a las obras objeto de este documento, y que se estima desembolsar durante el transcurso del año 1, en especial consideración del programa de trabajo detallado en el Anexo N°2 del presente Convenio, es el que se indica a continuación en la Tabla N°3.

Concepto	Año 1 Monto (U.F.)
Ingeniería Básica	Y11
Ingeniera de Detalles	Y21
Concesión Eléctrica	Y31
Negociación de Servidumbres	Y41
Estudios Medio ambientales	Y51
Compra de Terrenos para Subestaciones	Y61
Control de Suministro de Materiales y Equipos	Y71
Control de Construcción de Obras	Y81
TOTAL	Y1

Tabla N°3 Desembolsos a efectuar año1.

Si el contrato de peajes, a que se hace referencia en la cláusula DECIMOQUINTO del presente convenio, no es suscrito en la fecha máxima allí establecida, **EMPRESA** pagará a **STS** el monto efectivamente desembolsado por esta última por los conceptos indicados en la tabla N°3, como asimismo, cualquier otro compromiso que a esa fecha no se haya pagado pero que deba hacerse a consecuencia directa de las obligaciones contraídas por el presente instrumento.

NOVENO: SERVIDUMBRES E INVERSIONES EN OBRAS.

En esta cláusula las partes han establecido los montos referenciales que se estima desembolsar en los pagos de las servidumbres de las líneas de transmisión, así como los montos que es necesario invertir en las obras, sean estas líneas o subestaciones, para poder dar cumplimiento a la mejor alternativa a la firma de este convenio.

Antes de la firma del contrato de peajes señalado en la cláusula DECIMOQUINTO, **STS** deberá entregar a **EMPRESA** una descripción y un presupuesto detallado de todos los costos de las obras necesarios para la construcción del sistema de transmisión.

STS se compromete a entregar las memorias de cálculo a **EMPRESA**, de modo que la determinación de los parámetros técnicos de la línea y los valores económicos de la misma resulten ser completamente transparentes. El mecanismo de entrega de esta información será fijado de común acuerdo entre las partes.

Dichos costos serán validados por **EMPRESA** y constituirán la base para el pago, tanto del anticipo como del peaje. Las partes además, establecerán el rango de variación aceptado de dichos costos. Con todo, las partes acuerdan que en definitiva, los costos a pagar serán los resultantes producto de los procesos de las licitaciones, salvo que previamente las partes acuerden no licitar dicho concepto y que los costos descritos anteriormente servirán de referencia para establecer el valor máximo que **EMPRESA** está dispuesta a pagar.

Los montos totales de inversión **referenciales** para la realización de los proyectos son los que se indican a continuación en la Tabla N°4.

Tramo	Longitud	Servidumbres	Obras	Inversión Total
	Km	U.F.	U.F.	U.F.
1.- Tramo 1	X1	Y1	Z1	Y1+Z1
2.- Tramo 2	X2	Y2	Z2	Y2+Z2
3.- Tramo 3	X3	Y3	Z3	Y3+Z3
TOTAL				Y+Z

Tabla N°4 Inversión requerida en el sistema de transmisión

Las partes convienen que en el contrato de peajes a que se hace alusión en la cláusula DECIMOQUINTO, se señalará el monto máximo de inversión, deducidos los pagos de servidumbres y de compras de terrenos, que será imputable o de cargo de **EMPRESA**. Es decir, que si la inversión efectiva excede, en un porcentaje por establecer, al presupuesto definitivo proporcionado por **STS**, la inversión, que exceda al porcentaje máximo convenido, será de cuenta y cargo de **STS**. Los pagos por concepto de servidumbres no estarán afectados por esta condición. Para efectos de lo señalado en este párrafo, se entiende que en la inversión están deducidos los pagos de servidumbres y de compras de terrenos.

En lo relativo a las servidumbres, se establecerá un método de trabajo que se describe, de modo general en la siguiente cláusula.

DECIMO: MONTOS MÁXIMOS A PAGAR POR CONCEPTO DE SERVIDUMBRES

Los montos máximos a pagar por **STS** a los propietarios afectados por el paso de las líneas eléctricas objeto de este convenio, en el caso de convenirse servidumbres de paso voluntarias, será establecido en un valor a pagar en Unidades de Fomento por metro cuadrado.

Las partes convienen que **STS** solicitará la concesión eléctrica para el proyecto de transmisión que permitirá evacuar la producción de electricidad de las centrales de **EMPRESA** señaladas en la cláusula **TERCERO** de este convenio. Esta decisión permitirá que en caso de no ser posible la obtención de servidumbres voluntarias por no llegar a acuerdo en el monto de la indemnización o imposibilidad por problemas en los títulos de la propiedad o los dueños de la misma, se impondrán las servidumbres legales y los montos a pagar por concepto de dichas servidumbres sean establecidos por la "Comisión de Hombres Buenos".

Sin embargo, atendidas las circunstancias especiales, **STS** podrá solicitar a **EMPRESA** que ésta la autorice a pagar un monto mayor al acordado, autorización que deberá contar por escrito. Con dicha autorización, el mayor valor que corresponda pagar por la servidumbre será incluido en el costo total del proceso, no pudiendo ser rechazado por circunstancias de haberse excedido del monto máximo a pagar. Igual suerte correrán los mayores costos y valores de indemnizaciones que corresponda incurrir y pagar a consecuencia directa de los trámites de imposición de las servidumbres legales mediante el mecanismo de la Comisión de Hombres Buenos, incluyéndose pero no limitándose a: i) honorarios de los miembros de la comisión; ii) costos de asesoría e informes legales, forestales, medioambientales, etc.; iii) gastos de alojamiento y traslado de los integrantes de la Comisión y personal de **STS** y asesores, etcétera.

UNDÉCIMO: COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACION.

Las partes convienen que los costos anuales de operación, mantenimiento y administración (COMA) del sistema que se desarrollará para evacuar la producción de electricidad de las centrales de **EMPRESA** se calcularán considerando los porcentajes de la inversión efectuada a prorrata por cada usuario en dicho sistema de transmisión que se señalan en la Tabla N°5.

Instalación Eléctrica	Porcentaje (%)
Línea de transmisión	A
Subestación	B

Tabla N° 5: Costos de operación y mantenimiento

Con la firma del contrato de peaje también se firmara entre las partes un contrato de operación y mantenimiento donde se establecerá las condiciones para las intervenciones y el servicio que STS se compromete a ofrecer a EMPRESA de acuerdo a los pagos en los porcentajes señalados en la Tabla 5.

DUODÉCIMO: PAGO POR CONCEPTO DEL SERVICIO DE TRANSPORTE

En el Anexo N°2 de este documento se proporciona la Carta Gantt asociada a la construcción del sistema de transmisión que da cuenta el presente contrato.

Las partes convienen que, la anualidad de los pagos por uso del sistema de transmisión, que efectuará **EMPRESA** a **STS**, será la suma de la anualidad por concepto de servidumbres más la anualidad por concepto de obras y los gastos anuales de operación, mantención y administración de ese sistema de transmisión.

Las partes dejan constancia que los montos de servidumbres indicado en la cláusula **NOVENO** son indicativos y sólo referenciales, debiendo pagar **EMPRESA** la anualidad por este concepto, calculada empleando como base los montos de servidumbres efectivamente pagados por **STS**, los que serán documentados y demostrados por ésta, de acuerdo a lo establecido en cláusula DECIMO.

La anualidad por concepto de servidumbres, así como la anualidad por concepto de obras, que **EMPRESA** pagará a **STS**, se calculará considerando una vida útil para las instalaciones de transmisión de 30 años, descontada a una tasa del 10% anual, sobre el valor total de servidumbre y de obras, deducido el pago contado, que se hubiera realizado por cada uno de los conceptos señalados. La anualidad se expresará en UF.

El pago por concepto de servicio de transporte que está expresado en UF, será revisado cuando un tercero requiera un servicio de transporte o cuando **EMPRESA** requiera modificaciones o cambios a las instalaciones. La revisión del valor de las instalaciones se aplicará sólo a las obras físicas, en el caso que en el período no hubiera cambios que se traduzcan en modificaciones de las servidumbres constituidas, de lo contrario, deberán incluirse los valores incurridos.

Si un tercero requiere servicio de transporte, ya sea para inyectar o hacer retiros de energía y potencia, la participación de la valorización que esté pagando **EMPRESA** en ese momento será revisada, a objeto de que todos los actores paguen a prorrata de sus inyecciones o retiros, entendiendo que la línea está adaptada a la demanda. Esta revisión será efectuada por un tercero elegido de común acuerdo entre las partes. El resultado de dicha revisión será aprobado en forma conjunta por **STS e EMPRESA** y sobre la base de la valorización revisada de la línea, se establecerán las cuotas de peaje expresadas en UF.

En la eventualidad que un tercero solicite a STS la conexión a sus instalaciones y estas todavía estuvieran clasificadas como adicionales, EMPRESA tendrá el derecho de prelación sobre la potencia solicitada, en el sentido que podrá reservarse el derecho de pagar a STS el

peaje correspondiente a la entrada del eventual tercero y reservando para sí misma la potencia solicitada.

En el Anexo N°3 se define expresamente la expresión matemática mediante la cual se calculará el peaje anual que **EMPRESA** pagará a **STS** tras la puesta en servicio de las obras objeto de este documento.

Por otra parte, se deja convenido que los intereses intercalarios que se considerarán para establecer la inversión total descontado el monto actualizado del anticipo que eventualmente pague **EMPRESA** a **STS**, de acuerdo a lo establecido en la cláusula siguiente, serán de 6% anual; es decir, Unidad de Fomento más seis por ciento. Para efectos de simpleza en la aplicación, se supondrá que la inversión se efectúa en la mitad del período señalado en la Tabla N°2 en primer lugar o, en la Carta Gantt en su defecto.

DECIMO TERCERO: FINANCIAMIENTO DE LAS INVERSIONES

EMPRESA, tendrá derecho a anticipar el pago de los peajes que ella deberá realizar a **STS** durante el horizonte de 30 años, que es el considerado como vida útil para las instalaciones que se construirán para evacuar las centrales generadoras de **EMPRESA**.

Las partes convienen que **EMPRESA** podrá anticipar hasta el 60% (sesenta por ciento) del valor presente de los pagos que ella deberá realizar en el horizonte de 30 años. De efectuar **EMPRESA** un pago anticipado, éste se hará efectivo a partir de la fecha de comienzo de construcción de las obras y según un cronograma de pago establecido de común acuerdo entre las partes.

En la eventualidad que **EMPRESA** considere esta opción de pago, y que en el futuro estas instalaciones, conforme la legislación vigente, consideradas hoy como de Transmisión Adicional, llegaran a ser calificadas como sub-transmisión por la CNE, y por consiguiente remuneradas conforme lo establece la legislación eléctrica vigente, **STS** reembolsará a **EMPRESA**, la diferencia que se produzca entre el pago de peaje como línea de subtransmisión, determinado por la Comisión Nacional de Energía, CNE, y el último monto de pago que haya efectuado **EMPRESA**, cuando la línea era calificada como de Transmisión Adicional.

Asimismo, en la eventualidad que en futuro, parte de estas instalaciones recalificadas como Transmisión Adicional, llegasen a ser consideradas como de Transmisión Troncal y por consiguiente remuneradas, conforme lo que legislación eléctrica vigente, **STS** reembolsará a **EMPRESA**, la diferencia que se produzca entre el pago de peaje como instalaciones de Transmisión Troncal determinado por la CNE, y el último monto de pago proporcional a estas instalaciones que realizara **EMPRESA**, cuando eran calificadas como de transmisión adicional.

Las partes acuerdan expresamente que el pago anual por servicio de transporte, por concepto de servidumbres y obras, será pagada la proporción que corresponda a **EMPRESA**, tras la puesta en servicio de las obras de transmisión al momento convenido entre las partes, con independencia de la fecha de entrada en operación de las centrales. A mayor abundamiento las partes acuerdan que en caso de retraso en la construcción y entrada en operación de las o las centrales, dichos retrasos no serán causa suficiente e **EMPRESA** pagará a **STS**, los montos comprometidos independientemente de carecer de generación y no se transmita energía por la línea.

Recíprocamente, si el sistema de transporte no está en servicio en las fechas convenidas, estando una o más centrales generadoras en condiciones de usar dicho sistema de transporte, **STS** pagará a **EMPRESA** una compensación mensual equivalente a 2,5 veces el monto del pago por peaje mensual acordado por las partes.

DECIMO CUARTO: INDEMNIZACIÓN POR DESISTIMIENTO

Las partes acuerdan establecer para cada proyecto una fecha definida como punto de no retorno, después del cual las partes se comprometen recíprocamente a cumplir y llevar a buen término su propia actividad.

CRITERIO	FECHA	INDEMNIZACION
		Unidades de Fomento
Desistimiento del Proyecto	01.02.09	50.000
Desistimiento asociado a Central 1	31.05.09	25.000
Desistimiento asociado a central 2	31.05.09	25.000
Desistimiento asociado a central 3	31.12.09	25.000

Tabla N°6 Fechas Máximas para Desistimiento y los Montos a Pagar.

EMPRESA se compromete a comunicar a STS su voluntad de continuar con la construcción del proyecto de la central 4 antes del mes de xx del año 2

En atención a lo señalado en la Tabla N°6 se tiene que cualquiera de las partes tiene el derecho de manifestar a la contraparte su voluntad de desistimiento en cuanto a la realización del proyecto, o bien, de desistimiento asociado a alguna de las centrales.

Por desistimiento del proyecto se entiende que cualquiera de las partes manifiesta a la contraparte su voluntad que no se desarrolle el sistema de transmisión objeto de este contrato. Por desistimiento asociado a una central se entiende que cualquiera de las partes manifiesta a la contraparte su voluntad de no desarrollar el sistema de transmisión exclusivo asociado a dicha central.

En la Tabla N°6 se señalan las fechas máximas en que cualquiera de las partes podrá desistirse de llevar a cabo parcial o totalmente el desarrollo del sistema de transmisión objeto de este contrato.

Cualquiera de las partes podrá desistirse de desarrollar una central o de desarrollar el sistema de transmisión necesario para evacuar esa central, en cuyo caso quien tome esa determinación, en función de la fecha en que ello ocurra, deberá pagar a la contraparte el monto establecido en la Tabla N° 6.

Adicionalmente, las partes convienen que en caso de haber que transcurridos los plazos indicados en la tabla anterior, y una de ellas se desiste de desarrollar un proyecto, deberá pagar a la otra todos los gastos en que se haya incurrido .

DECIMO QUINTO: VIGENCIA Y CONTRATO DE PEAJES

El presente Convenio comenzará a regir con la fecha de celebración del mismo y tendrá vigencia hasta la firma del contrato de peajes, evento este último que en ningún caso podrá realizarse con posterioridad al fecha¹. En todo caso, las partes dejan establecida su voluntad en cuanto a que la vigencia máxima de este convenio será fecha 2.

Las partes convienen que los plazos máximos para puesta en servicio de obras de transmisión, señalados en la cláusula Cuarto, se diferirán en la misma cantidad de tiempo que el contrato se retrase en suscribirse respecto el fecha¹.

DECIMO SEXTO: CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR.

Ninguna de las partes será responsable por el incumplimiento de cualquiera de sus obligaciones en tanto y en cuanto la ejecución de tales obligaciones se retrase o se hiciere imposible como consecuencia de fuerza mayor. A los efectos de este contrato, se entiende por fuerza mayor la referida en el Código Civil Chileno.

Sin limitar lo expuesto en el párrafo anterior, constituyen fuerza mayor los eventos que se indican a continuación:

- a) Hechos de la Naturaleza, tales como movimientos telúricos, erupción volcánica, tsunamis, aluviones, deslizamientos de tierra, acción de los ríos o de las aguas y otros hechos de la Naturaleza;
- b) Actos de enemigos públicos, guerra, terrorismo, emergencia nacional, invasiones, insurrección, disturbios, boicot;
- c) Actos de autoridad, tales como interferencia (ya sea legal o ilegal) de algún gobierno u órgano estatal, nacional, regional, municipal o cualquiera subdivisión de los mismos que impidan la prestación de los servicios a que se refiere este Contrato, y en particular la

falta de emisión o revocación de autorizaciones, permisos, visas, licencias y consentimientos por razones no imputables a la parte que invoca la fuerza mayor.

Las partes acuerdan expresamente que en especial consideración de la estrechez de los plazos que existe para la construcción de la líneas de transmisión, y en caso de retraso de la autoridad competente para otorgar concesión eléctrica para la construcción de la línea, y producto de ello no se ha podido imponer las servidumbres legales mediante el mecanismo de la Comisión de Hombres buenos, ese retraso no es imputable a **STS** y se considera para todos los efectos del presente contrato como fuerza mayor.

- d) Indisponibilidad forzada, entendida como la falla de equipos o sistemas que no hubiera podido evitar un operador diligente que realizó los trabajos de mantenimiento estándar de la industria;
- e) Los actos y hechos de terceros que se encuentren fuera del control de la parte que invoca la fuerza mayor. Para los efectos de esta cláusula se deja constancia que una parte no podrá excusarse invocando fuerza mayor por acto de terceras personas, si dichos terceros son contratistas, subcontratistas o proveedores suyos, salvo que se acredite que éstos, a su vez, hayan sido afectados por fuerza mayor.

En caso que por fuerza mayor, una parte no pueda, total o parcialmente, cumplir con las obligaciones contraídas en virtud del Contrato, dicha parte deberá notificar todos los detalles de la fuerza mayor por escrito (vía carta, fax correo electrónico u otro medio idóneo) a la otra parte a la brevedad posible, pero en ningún caso después de transcurridas cuarenta y ocho (48) horas (salvo que el hecho de fuerza mayor por sí mismo impida efectuar tal notificación) a contar del momento en que el hecho de fuerza mayor que se esgrime fuere conocido. En cumplimiento de las disposiciones de este párrafo, la parte afectada por la fuerza mayor será relevada de las obligaciones que ha contraído en virtud del Contrato, suspendiéndose a exigibilidad de éstas en tanto sea imposible su cumplimiento y quedando liberada de pagar cualquier indemnización que derive del incumplimiento provocado por la fuerza mayor.

La parte que se vea imposibilitada de cumplir total o parcialmente con las obligaciones contraídas en virtud del Contrato a causa de fuerza mayor, ejercerá la debida diligencia para eliminar o mitigar los efectos adversos de dicho evento de fuerza mayor.

Acaecido un evento de fuerza mayor las partes convienen en reunirse a la brevedad posible para determinar las medidas que fueren necesarias para eliminar o mitigar los efectos de la fuerza mayor y para fijar un calendario de actividades para alcanzar tales objetivos.

DECIMO SEPTIMO: AVISOS, COMUNICACIONES Y DELEGADOS.

Todo aviso o comunicación requerida o permitida según lo establece este contrato debe ser por escrito, en idioma Español y debe ser entregado por mano, por correo privado, por e-mail, o por fax, confirmando recepción del documento, dirigido a la parte respectiva por medio de su delegado, quien será la única persona que representará válidamente a cada parte ante la otra.

Para tales efectos, las partes informan que sus delegados y contactos, son los siguientes:

Por STS:

- A- Delegado:
- B- Domicilio: Bulnes N° 441, Osorno.
- C- Teléfonos:
- D- Fax:
- E- E-mail:

Por EMPRESA:

- A- Delegado:
- B- Domicilio:
- C- Teléfonos:
- D- Fax:
- E- E-mail:

Sin perjuicio de lo anterior, también actuará válidamente en carácter de delegado suplente, con iguales facultades que los titulares, la persona a quién cualquiera de las partes delegue, en forma total o parcial, tal cargo. Dicha delegación deberá ser informada por escrito a la contraparte, vía carta certificada, fax o e-mail debidamente recepcionado. La delegación en comento no impedirá al delegado titular actuar en cualquier tiempo reasumiendo sus funciones.

Todo cambio o modificación de los contactos deberá ser informada por escrito a la contraparte con al menos 5 días corridos de anticipación, debidamente recepcionado.

DECIMO OCTAVO. MODIFICACIONES AL CONTRATO.

Este Contrato no puede ser alterado, modificado, derogado o cancelado de ninguna forma a menos que dicha alteración, modificación, derogación o cancelación sea por escrito y firmada por ambas partes. Este Contrato reemplaza cualquier otro contrato o acuerdo entre las partes celebrado con anterioridad a esta fecha, ya sea oral o escrito, en lo que se refiere a las materias que aquí se especifican.

DECIMO NOVENO. REPRESENTACIONES Y GARANTÍAS.

Cada una de las partes declara y garantiza a favor de la otra parte que: (a) se encuentra facultada por sus órganos de administración para celebrar este Contrato, (b) su representante que comparece dispone de las facultades y atribuciones necesarias para obligar a su mandante en los términos aquí pactados, y (c) que la celebración del presente Contrato no importa una violación o quebranto de sus estatutos sociales o de la ley.

VIGESIMO : GARANTIAS Y PROMESA DE CELEBRACIÓN DE CONTRATO DE HIPOTECAS

Las partes acuerdan que **EMPRESA** entregará a **STS**, junto con la suscripción de este contrato, una boleta de garantía bancaria por 10.000 UF (diez mil unidades de fomento) para garantizar el pago de sus desembolsos del año 2008. Esta boleta de garantía deberá ser expedida por un banco de primer nivel de la plaza de Santiago, debiendo indicar en su glosa "Para garantizar el pago de los desembolsos de STS durante el año 1, según contrato celebrado entre EMPRESA y STS, celebrado con fecha XXXX"

Esta boleta de garantía deberá ser irrevocable, pagadera a la vista, con vigencia hasta fecha 3. Por su parte STS entregara una boleta de garantía bancaria, emitida en un banco de primera línea, por XX UF y vigencia para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones en este contrato.

En el caso que **EMPRESA** pague un anticipo tal como se indica en cláusula DECIMOTERCERO relativa al financiamiento de las inversiones, la boleta de garantía librada por EMPRESA tendrá vigencia hasta la fecha de pago del anticipo, debiendo devolverla STS para que sea dejada sin efecto.

Por otra parte, de manera conjunta con la suscripción del contrato de peajes que se señala en la cláusula DECIMO QUINTO, las partes intercambiarán boletas de garantías bancarias o pólizas de seguros que permitan asegurar y garantizar la construcción del sistema de transmisión así como el pago por su uso.

Como alternativa a la boleta de garantía bancaria, **EMPRESA** podrá constituir en beneficio de STS hipoteca general y de primer grado sobre los derechos de aprovechamiento de aguas de las centrales _____, inscritos a fojas _____ Nº _____ del Registro de Aguas del año _____ del Conservador de Bienes Raíces de _____,

VIGÉSIMO PRIMERO: REPRESENTACION CDEC-SIC.

En la eventualidad que **EMPRESA** decida ser representada ante el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), **STS** tendrá la opción preferente en las ofertas que **EMPRESA** solicite para contratar dicha representación.

Por otra parte, **EMPRESA** está dispuesta a estudiar la posibilidad de vender a **STS** o a una empresa filial, matriz o relacionada de ésta, parte o la totalidad de su producción de energía y potencia.

VIGÉSIMO SEGUNDO: REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ELECTRICIDAD.

Si en el futuro, a consecuencia de cambios tecnológicos, cambios de precios de materiales y de energía, se justifica económicamente realizar inversiones destinadas a reducir pérdidas de tal modo que permitan a **EMPRESA** pueda aumentar sus ventas al CDEC-SIC, ambas partes convendrán el mecanismo de financiamiento de las mismas.

VIGESIMO TERCERO: CONFIDENCIALIDAD

Por este acto, **STS** e **EMPRESA**, se comprometen y obligan a guardar la más estricta confidencialidad sobre todos los antecedentes, documentos, datos, información estadística, proyectos de desarrollo y de inversión a que tengan acceso durante la vigencia de este Convenio. Asimismo, las partes se obligan a imponer tal obligación de confidencialidad a todas las personas que como consecuencia de su participación directa o indirecta en el análisis, tengan acceso o tomen conocimientos de los antecedentes y documentación antes señalada, sean estas personas dependientes de **STS** o **EMPRESA** o de sus asesores externos, auditores, abogados y otros, sean éstos personas naturales o jurídicas, debiendo exigirse a éstos últimos imponer tal obligación de confidencialidad a su personal dependiente y a quienes les presten servicios de asesoría externa.

Se exceptúan de este requerimiento de confidencialidad aquellos documentos que ya sean de dominio público, como son las escrituras públicas o documentos protocolizados o publicados en el Diario Oficial u otros periódicos.

Asimismo, se exceptúan los documentos que, siendo privados al momento de la entrega, pasen con posterioridad al dominio público. En dicho momento, éstos perderán su carácter de confidencial.

VIGESIMO CUARTO: PERSONERÍAS JURÍDICAS

La personería de los señores Francisco Alliende Arriagada y Francisco Quintana Lavados, para actuar en representación de **STS**, constan en escritura pública de fecha 29 de julio d 2008 extendida en la Notaría Raúl Undurraga Lazo de Santiago, e n la cual se redujo parte del acta de la sesión de Directorio de Sistema de Transmisión del Sur S.A. celebrada con fecha 24 de julio de 2008, ante.

La personería del señor nombre para representar a **EMPRESA**, consta en escritura pública de fecha otorgada en ciudad en la notaria notaria.

VIGESIMOSEGUNDO: NÚMERO DE COPIAS Y DOMICILIO LEGAL

El presente documento se firma en 4 copias de igual fecha y tenor, quedando 2 copias en poder de cada una de las partes.

Para todos los efectos legales, ambas partes fijan su domicilio en la ciudad de Santiago.

XXXXXXXXX
Gerente General
EMPRESA

XXXX
Gerente
STS

XXXX
Gerente de Operaciones
STS

ANEXO F
MODELO DE CONTROL DE AVANCE DEL
PROYECTO

EJEMPLO DE MODELO CARTA PROYECTO

Etapa	Procesos Principales						Puesta en Servicio
	Inicio Servidumbres	Presentación Concesión	Inicio Trámites Ambientales	Inicio Compras	Inicio Roce	Inicio Construcción	
Tramo Pilmaiquén-S/E	01-Jun-2009	23-Nov-2009	01-Jun-2009	08-Jun-2009	01-Jun-2010	15-Ago-2010	30-May-2011
Plazo (días)	365	361	365	433	219	288	
Línea Central Nalcas	01-Jun-2009	23-Nov-2009	01-Jun-2009	08-Jun-2009	01-Jun-2010	15-Ago-2010	30-May-2011
Plazo (días)	365	361	365	433	219	288	
Línea Central Casualidad	25-Jun-2009	17-Feb-2010	25-Jun-2009	01-Jul-2009	25-Ene-2011	16-Mar-2011	16-Sep-2011
Plazo (días)	579	453	579	623	142	184	
Línea Central Correntoso	21-Jul-2009	27-May-2010	21-Jul-2009	27-Jul-2009	29-Oct-2010	12-Ago-2011	05-Jun-2012
Plazo (días)	465	541	465	746	436	298	
Línea de 220 Kv	01-Jun-2009	23-Nov-2009	01-Jun-2009	08-Jun-2009	01-Jun-2010	15-Ago-2010	30-May-2011
Plazo (días)	365	361	365	433	219	288	
Subestación elevadora			11-Jun-2009	11-Jun-2009		11-Jun-2010	30-May-2011
Plazo (días)			365	420		353	

FORMATO DE CONTROL DE AVANCE PROYECTOS (SEGÚN CARTA GANTT DE CONTRATO)

ESTADO DE AVANCE al 31.05.2009

