



ESTUDIO DETERMINACION DEL VASTX DEL SISTEMA ST_x E

PROCESO TARIFARIO 2015-2018

AUDIENCIA PÚBLICA

Enero 16, 2015



Contenidos de la Presentación

- **Objetivos del Estudio**
- **Visión General del Estudio**
- **Descripción General del Sistema**
- **Costos unitarios de componentes y su estructura base (anualidad)**
- **COMA**
- **Adaptación del Sistema**
- **Plan de Expansión a 10 años**
- **Valorización Resultante**
- **Uso del Sistema realizado por Centrales Generadoras**
- **Fórmulas de indexación**
- **Base de Datos**



Contenidos de la Presentación

- **Objetivos del Estudio**
- **Visión General del Estudio**
- **Descripción General del Sistema**
- **Costos unitarios de componentes y su estructura base (anualidad)**
- **COMA**
- **Adaptación del Sistema**
- **Plan de Expansión a 10 años**
- **Valorización Resultante**
- **Uso del Sistema realizado por Centrales Generadoras**
- **Fórmulas de indexación**
- **Base de Datos**



Objetivos del Estudio

- De acuerdo con lo establecido en la Resolución Exenta CNE N°93/2014, la cual aprueba las Bases Definitivas para el desarrollo de estos Estudios, los objetivos generales a alcanzar son:
 - Determinar el VASTx y sus componentes, así como las pérdidas medias de potencia y energía de los Sistemas de STx, para el año base del Estudio (2013) y para cada uno de los años del horizonte de planificación (2014-2023);
 - Pago anual de las centrales generadoras por uso de los Sistemas de Subtransmisión, para cada uno de los años del horizonte de planificación; y
 - Proponer las fórmulas de indexación y su forma de aplicación para los VASTx y Pago Anual de las centrales generadoras.



Contenidos de la Presentación

- **Objetivos del Estudio**
- **Visión General del Estudio**
- **Descripción General del Sistema**
- **Costos unitarios de componentes y su estructura base (anualidad)**
- **COMA**
- **Adaptación del Sistema**
- **Plan de Expansión a 10 años**
- **Valorización Resultante**
- **Uso del Sistema realizado por Centrales Generadoras**
- **Fórmulas de indexación**
- **Base de Datos**



Visión General del Estudio

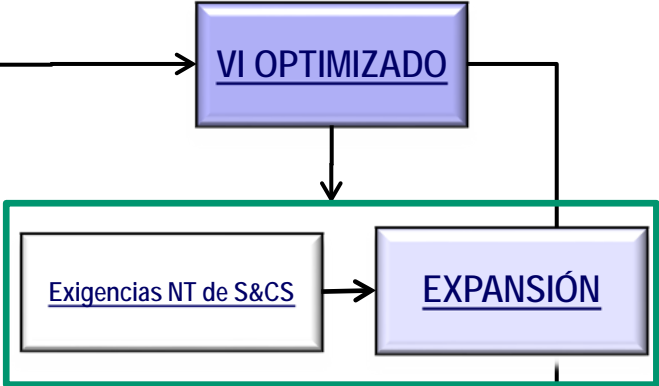
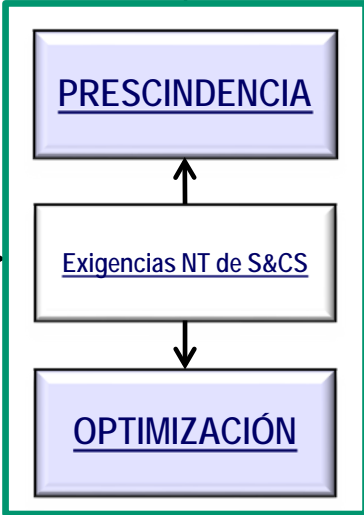
- Listado de instalaciones eléctricas (líneas y subestaciones) calificadas como de Subtransmisión mediante D.E. N°163 del 8 de mayo de 2014, publicado en el Diario Oficial del 14 de mayo siguiente;
- La Proyección de demanda de potencia período 2014-2023, las Centrales en operación y en construcción y el Plan de obra, del ITD de Precios de Nudo de Corto Plazo de octubre 2013, y los PMGD, en operación y en construcción al 31 de diciembre de 2013, corresponden a lo informado por la CNE mediante carta N° 140, del 07 de mayo de 2014.
- La Proyección de la demanda de energía período 2014-2023, corresponde a aquella que fue informada por la CNE mediante carta N° 170, del 03 de junio de 2014.



Visión General del Estudio – Flujo del Estudio

DEMANDA
• Estudio Consultor
• Demanda CNE

VI INSTALACIONES
• Catastro
• Revisión DS
• Inventario (VI 2013)
• Precios
• Recargos
• Terrenos



• VI ADAPTADO
• COMA ADAPTADO

• VASTX
• PAGO Gx
• Pérdidas
• F. Indexación



Contenidos de la Presentación

- Objetivos del Estudio
- Visión General del Estudio
- **Descripción General del Sistema**
- Costos unitarios de componentes y su estructura base (anualidad)
- COMA
- Adaptación del Sistema
- Plan de Expansión a 10 años
- Valorización Resultante
- Uso del Sistema realizado por Centrales Generadoras
- Fórmulas de indexación
- Base de Datos



Descripción del Sistema

A.1 Localización y caracterización de la demanda

Año Base

Tipo clientes	GWh_Año 2013	GW_Año 2013
Regulado	8.775,69	1,4772
Libre (No Regulado)	4.448,55	0,6936

Crecimiento Demanda de Energía – Período 2011-2014¹

Tipo clientes	GWh_2011	GWh_2012	GWh_2013	GWh_2014
Regulado	8.630,91	9.144,26	9.688,56	10.027,71
Libre (No Regulado)	2.102,13	2.117,26	2.130,54	2.229,42
TC_A		4,92%	4,95%	3,71%

¹ Los valores son aproximados y corresponden a los Retiros de Subtransmisión preparados en base a la información de las liquidaciones del CDEC-SIC para los años 2011 al 2014, separados en Regulados y Libres obtenidos de los retiros de los ex Sistemas de STx "SIC4" y "SIC5".



Descripción del Sistema

A.2 Características de las instalaciones de Subtransmisión Existentes – Año Base

Tensión (kV)	Cantidad	MVA
220/154	7	2271
220/110	3	410
220/66	7	460
220/23	1	30
220/13,8	2	60
220/13,2	2	20
154/66	37	2280
154/15	1	18,7
154/13,8	1	26,7
154/13,2	3	91,6
110/66	6	248
110/13,2	3	57,5
66/33	4	33
66/23	38	507,55
66/15	84	1585,07
66/13,8	21	165,15
66/13,2	68	648,15
66/12	2	36,2
33/23	3	22
23/15	5	15
23/13,8	3	18
23/13,2	8	28
15/13,2	3	7,5
Total	312	9.039

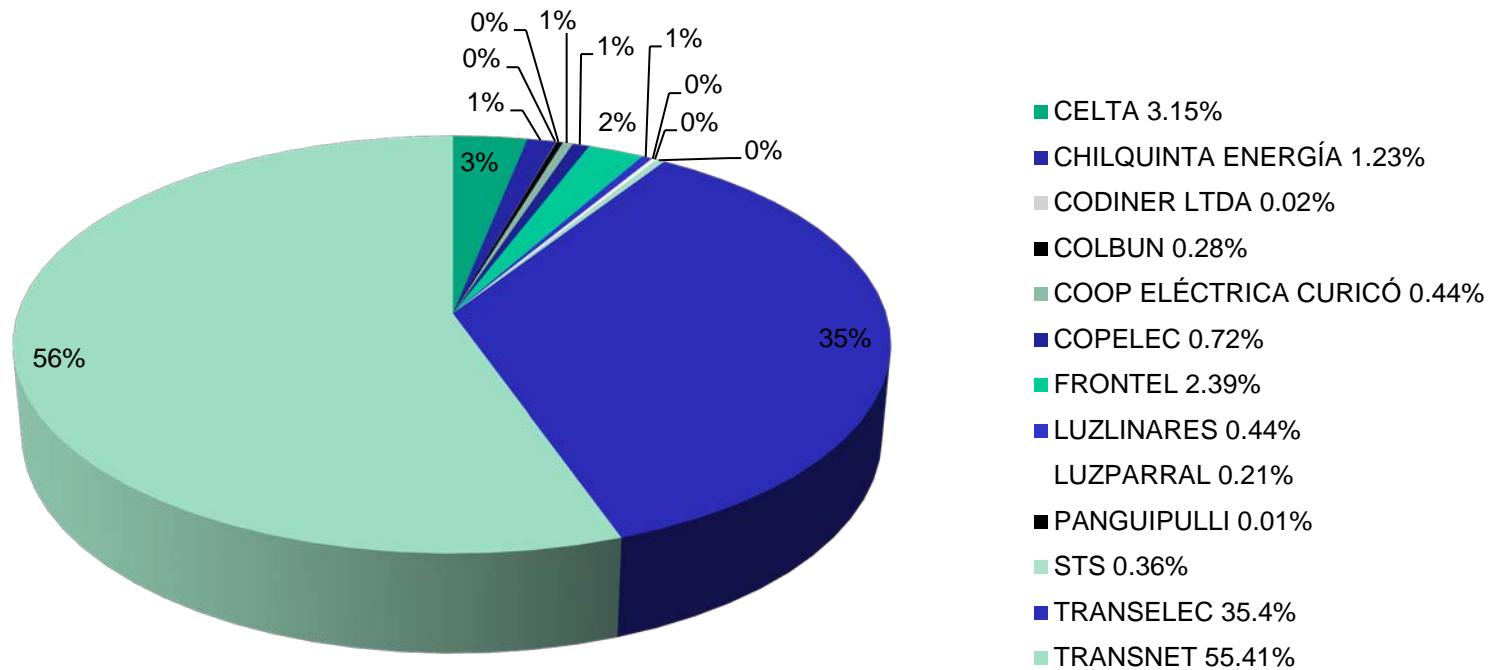
Tensión(kV)	TRAMOS CNE	Longitud (km)
33	15	94,5
66	298	2479,7
110	8	158,5
154	47	878,9
220	11	302,1
Total	379	3.913,70



Descripción del Sistema

A.2 Características de las instalaciones de Subtransmisión existentes (AVI+COMA real al 31.12.2013 y proporción por propietario)

AVI+COMA





Descripción del Sistema

- Centrales Generadoras**

El sistema de Subtransmisión en estudio tiene un total de 60 centrales conectadas directamente a sus instalaciones, cuyas características son:

Tipo	Categoría		
	Convencional	PMGD	Total
Hidro Pasada	12	6	18
Térmica	37	5	42
Total	49	11	60
Capacidad (MW)	1971,2	28,2	1999,4



Descripción del Sistema

• Centrales Generadoras

Central	Punto Conexión	Capacidad Instalada MW	Combustible	PMGD
Sauzal	S/E Sauzal	76,5	Hidro	No
Lircay	S/E Lircay	19,0	Hidro	No
El Manzano	S/E Licanco	4,8	Hidráulica Pasada	Sí
Mariposas	S/E Mariposas	6,3	Hidro	No
La Higuera	S/E La Higuera	154,6	Hidro	No
La Confluencia	S/E La Higuera	162,8	Hidro	No
Chacayes	S/E Chacayes 110 kV	111,7	Hidro	No
Providencia	S/E Lircay	14,1	Hidro	No
Mallaraucó	S/E El Paico 13.2 kV	3,4	Hidráulica Pasada	Sí
San Andrés	La Confluencia 154kV	40,0	Hidro - Pasada	No
El Paso	La Confluencia 154kV	60,0	Hidro - Pasada	No
Itata	Entre Chillán y Charrúa 66 kV	20,0	Hidro - Pasada	No
Picoiquén	SE Angol 66 kV	19,0	Hidro - Pasada	No
Renaico	S/E Angol	6,3	Hidro	No
Santa Marta	S/E Santa Marta	15,7	Biomasa	No
San Francisco TG	S/E San Francisco de Mostazal	25,7	Petróleo Diesel	No
Energía Pacífico	S/E San Francisco de Mostazal	14,3	Desechos Forestales	No
Esperanza 01	S/E Minera Valle Central	18,8	Petróleo Diesel	No
Esperanza 02	S/E Minera Valle Central	1,8	Petróleo Diesel	No
Esperanza 03	S/E Minera Valle Central	1,6	Petróleo Diesel	No
Colihues	S/E Minera Valle Central	22,0	Petróleo Diesel	No
Teno	S/E Aguas Negras	59,0	Petróleo Diesel	No
Cementos Bio Bio	S/E Cementos BioBio	13,6	Petróleo IFO-180	No
Cementos Bio Bio	S/E Cementos BioBio	13,6	Petróleo IFO-180	No
Maule	S/E Constitución	6,0	Petróleo Diesel	No
			Biomasa-Licor	
Celco	S/E Planta Constitución	8,0	Negro-Petróleo N°6	No
Constitución Elektragen	S/E Constitución	9,0	Petróleo Diesel	No
			Biomasa-Licor	
Licanten	S/E Licantén	6,0	Negro-Petróleo N°6	No
Linares	S/E Linares Norte	0,4	Petróleo Diesel	No
San Gregorio	S/E San Gregorio	0,4	Petróleo Diesel	No

Central	Punto Conexión	Capacidad Instalada MW	Combustible	PMGD
			Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	
Viñales	S/E Constitución	22,0	Petróleo N°6	No
			Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	
Nueva Aldea 01	S/E Nueva Aldea	19,0	Petróleo N°6	No
			Licor Negro-Petróleo N°6	
Nueva Aldea 03	S/E Nueva Aldea	37,0	N°6	No
Yungay 01 Diesel	S/E Yungay	52,4	Petróleo Diesel	No
Yungay 02 Diesel	S/E Yungay	52,1	Petróleo Diesel	No
Yungay 03 Diesel	S/E Yungay	53,5	Petróleo Diesel	No
Yungay 04 Diesel	S/E Yungay	41,2	Petróleo Diesel	No
Cierre Ciclo Yungay 04	S/E Yungay	46,2	Petróleo Diesel	No
Cholguan	S/E Cholguán	13,0	Biomasa-Petróleo N°6	No
Bocamina 02	S/E Bocamina	322,5	Carbón	No
Laja	S/E Laja	7,0	Desechos Forestales	No
Masisa	S/E Masisa	11,1	Biomasa	No
Petropower	S/E Petropower	75,0	Petróleo Diesel	No
Newen	S/E Newen	13,1	Petróleo Diesel	No
Bocamina	S/E Bocamina	122,2	Carbón	No
Coronel TG Diesel	S/E Central Coronel	46,7	Petróleo Diesel	No
			Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	
Arauco	S/E Arauco	24,0	Petróleo N°6	No
			Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	
Lautaro	S/E Lautaro	26,0	Petróleo N°6	No
Negrete Cuel	Los Angeles 154 kV	33,0	Eólica	No
Lautaro	S/E Lautaro 66kV	22,0	Biomasa	No
Lautaro 2	S/E Lautaro 66kV	26,0	Biomasa	No
Allipén	S/E Licanco	2,6	Hidráulica Pasada	Sí
El Canelo	S/E Licanco	6,0	Hidráulica Pasada	Sí
Donguil	S/E Pitrufquen	0,2	Hidráulica Pasada	Sí
Eagon	S/E Lautaro 13.2KV	2,4	Térmica Convencional	Sí
Lonquimay	S/E Curacautín 13.2KV	1,6	Térmica Convencional	Sí
Los Sauces II	S/E Traiguen 66 KV	1,6	Térmica Convencional	Sí
Trufultruful	S/E Truful Truful 23 kV	0,8	Hidráulica Pasada	Sí
Chufken	S/E Traiguen 13.2KV	1,6	Térmica Convencional	Sí
Louisiana Pacific II	S/E Lautaro	3,2	Térmica Convencional	Sí



Descripción del Sistema

• Centrales Generadoras

➤ Operación real 2013 y factores de planta anual

Central	Generacion Bruta 2013	F. Planta 2013	F. Planta 2012	F. Planta 2011	F. Planta 2010
Sauzal	401.955	60,0%	63,8%	57,8%	63,3%
Lircay	127.976	77,1%	75,8%	72,2%	73,5%
El Manzano	24.013	57,1%	62,3%	60,1%	65,4%
Mariposas	29.641	53,8%	53,9%	54,0%	1,1%
La Higuera	272.337	20,1%	0,0%	14,7%	12,5%
La Confluencia	329.606	23,1%	10,5%	9,2%	0,3%
Chacayes	483.353	49,4%	52,3%	9,5%	0,0%
Providencia	42.192	34,1%	1,7%	0,0%	0,0%
Mallarauco	25.529	85,7%	83,0%	41,1%	0,0%
San Andrés	17.376	5,0%	0,0%	0,0%	0,0%
El Paso	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Itata	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Picoiquén	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Renaico	32.627	59,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Santa Marta	33.527	24,4%	0,0%	0,0%	0,0%
San Francisco TG	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Energía Pacífico	77.142	61,6%	80,0%	27,6%	0,0%
Esperanza 01	159	0,1%	0,0%	1,1%	0,6%
Esperanza 02	380	2,4%	1,6%	5,2%	5,1%
Esperanza 03	0	0,0%	0,0%	16,0%	0,1%
Colihues	41.245	21,4%	29,2%	27,2%	11,4%
Teno	70.115	13,6%	11,4%	22,1%	11,2%
Cementos Bio Bio	38.116	32,0%	53,8%	48,7%	3,5%
Cementos Bio Bio	38.116	32,0%	53,8%	48,7%	3,5%
Maule	394	0,7%	1,1%	6,0%	1,2%
Celco	31.061	44,3%	36,7%	55,3%	44,2%
Constitución Elektragen	1.864	2,4%	3,7%	7,1%	2,4%
Licanten	44.812	85,3%	68,5%	54,9%	40,8%
Linares	274	7,8%	4,2%	13,5%	4,1%
San Gregorio	287	8,2%	3,6%	18,4%	7,6%

Central	Generacion Bruta 2013	F. Planta 2013	F. Planta 2012	F. Planta 2011	F. Planta 2010
Viñales	195.767	101,6%	51,6%	0,0%	0,0%
Nueva Aldea 01	83.974	50,5%	73,0%	58,7%	56,4%
Nueva Aldea 03	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Yungay 01 Diesel	6.709	1,5%	0,2%	3,4%	1,2%
Yungay 02 Diesel	10.877	2,4%	0,2%	2,3%	1,4%
Yungay 03 Diesel	2.655	0,6%	0,3%	10,2%	2,5%
Yungay 04 Diesel	0	0,0%	0,0%	1,1%	0,6%
Cierre Ciclo Yungay 04	637	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%
Cholguan	77.355	67,9%	72,8%	78,5%	71,7%
Bocamina 02	2.189.903	77,5%	18,0%	0,0%	0,0%
Laja	46.463	75,8%	80,4%	74,6%	72,9%
Masisa	56.372	58,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Petropower	495.450	75,4%	81,3%	52,9%	10,0%
Newen	15.720	13,7%	28,3%	41,0%	33,8%
Bocamina	823.938	77,0%	97,4%	86,8%	20,2%
Coronel TG Diesel	49.643	12,1%	3,2%	25,8%	15,5%
Arauco	122.554	58,3%	61,6%	43,3%	7,2%
Lautaro	109	0,0%	0,2%	0,2%	0,0%
Negrete Cuel	1.424	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%
Lautaro	109	0,1%	0,2%	0,2%	0,0%
Lautaro 2	192.237	84,4%	92,1%	23,4%	0,0%
Allipén	15.817	69,4%	46,8%	0,0%	0,0%
El Canelo	17.223	32,8%	21,0%	0,0%	0,0%
Donguil	126	7,2%	4,6%	0,0%	0,0%
Eagon	88	0,4%	1,9%	3,4%	0,1%
Lonquimay	20	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%
Los Sauces II	1.601	11,4%	28,4%	32,7%	0,0%
Trufultruful	5.235	74,7%	46,0%	14,6%	12,7%
Chufken	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Lousiana Pacific II	26	0,1%	2,0%	2,8%	0,0%



Descripción del Sistema

Los Puntos de Ingreso al Sistema de STx en estudio que se identifican, son:

- S/E Alto Jahuel, hacia el sistema troncal y otros sistemas de STx
- S/E Rancagua, hacia sistema adicional
- S/E Itahue, hacia sistema troncal y sistema adicional
- S/E Ancoa, hacia sistema troncal
- S/E Colbún, hacia sistema troncal
- S/E Charrúa, hacia sistema troncal y sistema adicional
- S/E Temuco, hacia sistema troncal
- S/E Tinguiririca, hacia sistema adicional
- S/E Pullinque, hacia sistema adicional y otro Sistema de STx
- S/E Rapel, hacia sistema troncal y sistema adicional
- S/E Alto Melipilla, hacia sistema troncal
- S/E San Antonio, hacia otro sistema de STx
- S/E Hualpén, hacia sistema troncal y sistema adicional



Contenidos de la Presentación

- Objetivos del Estudio
- Visión General del Estudio
- Descripción General del Sistema
- **Costos unitarios de componentes y su estructura base (anualidad)**
- COMA
- Adaptación del Sistema
- Plan de Expansión a 10 años
- Valorización Resultante
- Uso del Sistema realizado por Centrales Generadoras
- Fórmulas de indexación
- Base de Datos



Costos Unitarios de Componentes y estructura base

Estudios de Mercado

Los precios de equipos y materiales utilizados en el Estudio se obtienen a partir de las siguientes fuentes:

- Precios ALV, que permitió explicar el 70% del valor total de SSEE y el 90% de las LLTT y que considera:
 - Precios Estudio ALV & Asociados, contratado por EEAG,
 - Precios homologados a Estudio ALV
- Precios GTD, incluye cotizaciones obtenidas directamente de proveedores permitió explicar el 25% del valor total de SSEE y el 8% de las LLTT.
- Precios estudio pasado, se refiere a precios estudio subtransmisión 2010 actualizado por IPC y CPI, permitió explicar el 5% del valor total de SSEE y el 2% de las LLTT.



Costos Unitarios de Componentes y estructura base

Estudios de Mercado: Servidumbres y Terrenos

➤ Instalaciones Existentes

- Valores efectivamente pagadas en el período hasta diciembre de 2013, indexados.
- Valor efectivamente pagado para el registro más antiguo del conjunto de registros

Ítem	Total USD
Total Terrenos	23.939.428
Total Servidumbres	60.012.942



Costos Unitarios de Componentes y estructura base

Costo instalaciones en terreno

Las componentes de las instalaciones tanto de SSEE y líneas se valorizan conforme su **costo puesto y habilitado en terreno**, de acuerdo a su costo de adquisición y a los costos de las tareas de habilitación de la instalación. Costos asociados a la reposición de componentes al término de su vida útil, son establecidos como parte del COMA. El costo de las instalaciones puestas y habilitadas en terreno, se debe obtener mediante la siguiente expresión.

$$CI = \{ [Cu \times (1 + B + Fl) + MO] \times (1 + Ing + Gg) \} \times (1 + Int) + BI + CE$$

$$Terrenos = T \times (1 + Int) + BI + CE$$

Donde:

CI = Costo de Inversión; Cu= Costo Unitario de Equipos y Materiales; B = Recargo por bodegaje; Fl= Recargo por flete; MO = Montaje; Ing = Recargo por Ingeniería; Gg = Recargo por gastos generales; T = Derechos relacionados con el uso del suelo y medio ambiente ; Int = Intereses Intercalarios; BI =Bienes Intangibles; CE = Capital de Explotación,



Costos Unitarios de Componentes y estructura base

Recargos por bodegaje, flete a obra, costos de ingeniería, gastos generales e intereses intercalarios

El Consultor elaboró un estudio de recargos de acuerdo con lo establecido en las Bases del Estudio considerando cotizaciones, información propia, antecedentes obtenidos de empresas de rubro y valores referenciales entregados por las empresas del Sistema de STx en estudio.

➤ Criterios generales

$$CI = \{ [Cu \times (1 + B + Fl) + MO] \times (1 + Ing + Gg) \} \times (1 + Int) + BI + CE$$

B: Considera la **cubicación de bodegas** en faena que sirven de almacenamiento a los materiales y equipos, definiendo el tiempo de bodegaje como el tiempo de construcción de la obra y un **costo para su acopio** en función del **espacio y tiempo** requeridos.

Fl: Se basa en la asignación de **peso y volumen** a los distintos elementos **a transportar**, además de la definición de valores unitarios de flete para las distintas localidades en función de las **distancias reales** que se deben recorrer.



Costos Unitarios de Componentes y estructura base

- **Recargos**

- Criterios generales

$$CI = \{ [Cu \times (1 + B + Fl) + MO] \times (1 + Ing + Gg) \} \times (1 + Int) + BI + CE$$

MO: Se sustenta en estudio de Mercado sobre obras eléctricas ejecutadas, obteniendo valores mínimos de validez para Montaje Directo, Montaje Indirecto, Utilidades y Costos Generales del contratista en una obra.

Int: se utiliza la tasa del 10% real anual indicada en la LGSE para actualizar los VNR y VI. Se desarrolla cronograma con desglose de actividades para ejecución de Líneas y Subestaciones de modo de definir **flujos reales para la provisión de materiales y equipos, diseño, construcción y puesta en marcha de obras** en el Sistema de STx en estudio.



Costos Unitarios de Componentes y estructura base

• Recargos

➤ Criterios generales

$$CI = \{ [Cu \times (1 + B + Fl) + MO] \times (1 + Ing + Gg) \} \times (1 + Int) + BI + CE$$

Ing: Basado en cálculo de HH para ingeniería básica y de detalle, **se cubica y valoriza un set de actividades mínimo y eficiente para el diseño de todas las LLTT y SSEE.**

Gg: Basado en el modelo de una unidad encargada, considera la administración de obras contratadas a terceros y otros costos justificados.

BI: Se define una cantidad mínima y eficiente de **actividades de puesta en marcha** para una empresa del tamaño y rubro como la subtransmisora que opera en el Sistema de STx en estudio, valorizándose aquellas **a precios de mercado.**

CE: A partir del COMA se obtiene directamente el Capital de Explotación necesario equivalente a **dos meses de operación** de la empresa subtransmisora.



Costos Unitarios de Componentes y estructura base

- **Recargos**

- Resultados valores medio Sistema

TIPO DE RECARGO	LT	SSEE	TRAFO	EQ. COMPENS.
Flete	1,89%	0,13%	0,98%	0,98%
Bodega	0,20%	1,22%	0,00%	0,00%
Ingeniería	10,52%	7,10%	3,45%	3,45%
Gastos Generales	6,84%	5,36%	5,36%	5,36%
Intereses Intercalarios	7,97%	7,56%	5,14%	5,14%



Costos Unitarios de Componentes y estructura base

Determinación de Costos de Montaje

➤ Criterios generales

- Basado en proyectos reales (26)
- Modelos considera economías de escala.
- Se asigna mediante modelo de partidas.
- Obras de subtransmisión impulsan partidas
- Se obtienen valores unitarios por tipo material a través de distribución porcentual.

Detalles Línea
Tensión
Longitud
Tipo
Emplazamiento (Zona)
Tipo Emplazamiento
Vano medio [mt]
Estructuras Total [Cant]
Estructuras Suspensión [Cant]
Estructuras Anclaje [Cant]
Estructuras Suspensión [kg]
Peso Estructuras Anclaje [kg]
Tipo Conductor

Detalles SSEE
Emplazamiento
Trafo Poder [Cant]
Trafo Poder [MVA]
Paño Línea [Cant]
Paño Alim [Cant]
Paño Transf [Cant]
Paño Otros [Cant]
Compensación [Cant]
Compensación [MVAR]



Costos Unitarios de Componentes y estructura base

Determinación de Costos de Montaje

➤ Partidas representativas

#	Partida Línea
1	Instalación de Faenas
2	Control laboral, de faena y acopio obra
3	Caminos de Accesos
4	Roce y despeje Franja
5	Transporte de estructuras de torres
6	Montaje estructuras de torre y postes
7	Excavación
8	Relleno
9	Empatecado Conductores
10	Tendido Conductores
11	Engrampado Torres Suspensión
12	Engrampado Torres Anclaje
13	Instalación cadena de aisladores y ferretería torres suspensión y anclaje
14	ITO
15	Pruebas y Puesta en Servicio

#	Partida Subestación
1	Pano_Linea
2	Panos_Linea_OOCC
3	Panos_Alím
4	Panos_Alím_OOCC
5	Panos_Equipo
6	Panos_Equipo_OOCC
7	Pano_Otros
8	Pano_Otros_OOCC
9	EqComp
10	EqComp_OOCC
11	Trafo
12	Trafo_OOCC
13	Inst_comunes
14	Inst_comunes_OOCC
15	Montaje_Indirecto
16	Instalación de Faenas
17	Control laboral, de faena y acopio obra
18	ITO
19	Desmovilización
20	Suma de Pruebas&Puesta Servicio



Costos Unitarios de Componentes y estructura base

Determinación de Costos de Montaje (Modelos Utilizados)

Modelo SS/EE

Modelos Líneas

Modelo	Tensión [kV]	Longitud [km]	Tipo	Total Mo [USD]
Modelo_3	110	45.3	Postes	2,504,558
Modelo_4	110	11.76	Postes	896,745
Modelo_5	110	24.67	Torre	3,283,500
Modelo_7	44	18.24	Torre	2,128,925
Modelo_8	44	5.6	Torre	707,252
Modelo_10	154	7.9	Postes	908,677
Modelo_11	154	84.2	Torre	6,494,472
Modelo_12	66	5.7	Postes	564,667
Modelo_13	66	41.2	Postes	2,819,432
Modelo_14	154	6.6	Torre	1,181,867
Modelo_15	66	0.3	Postes	112,044
Modelo_16	110	0.3	Torre	137,900
Modelo_17	66	77.4	Torre	5,760,165

Modelo	Tensión	Trafos		Cantidad Paños	Total Mo [USD]
		Cant	[MVA]		
Modelo_1	44-13.8	1	8	5	516,158
Modelo_2	110	-	-	2	490,063
Modelo_3	110-12	3	25	16	1,891,221
Modelo_4	66-13.8	2	10	10	1,233,230
Modelo_5	66	-	-	4	616,016
Modelo_6	66-13.8	2	20	15	1,503,137
Modelo_7	154-13.2	4	2 x 75 2 x 30	21	3,667,604
Modelo_8	220-66	4	1 X 261 1 x 56 2 x 30	22	6,259,075
Modelo_9	66-13.8	2	1 x 30 1 x 5	14	1,423,257
Modelo_10	110-23	1	16	6	587,207
Modelo_11	220-13.2	4	2 x 60 2 x 30	20	3,046,050



Costos Unitarios de Componentes y estructura base

Determinación de Costos de Montaje

➤ Observaciones a Montaje en base de datos

- Base de datos no permite reflejar economías de escala (tamaño de obra).
- Mezcla características de montaje de líneas y subestaciones.
- No considera particularidades de Líneas de Poste o Torres.
- No considera características del emplazamiento de la obra

Tipo	Material [USD]	Montaje [USD]	Montaje/Material	Desviación base STx	Desviación Estudio Mercado
Línea	148,918,539	249,341,273	167%	36%	748%
Subestación	556,313,175	257,818,458	46%	12%	74%

Montaje Líneas por kilómetro		
Característica	Estudio Mercado [USD/km]	STX [USD/km]
Menor 10 km	118,588	79,164
Mayor 10 km	71,481	88,145



Costos Unitarios de Componentes y estructura base

Determinación de Bienes Intangibles

Concepto	Item	US\$
Contratación inicial de personal	Reclutamiento y selección de personal	1,023,700
	Elaboración de contratos laborales	12,694
Estudios Previos	Otros Estudios y Procesos de Puesta en Marcha	642,176
	Abogados (escrituras, actuaciones ante Notarias, CBR, SII, Domicilios y representación societaria), Diario Oficial, Asesoría de requerimientos tecnológicos, Asesoría en planificación y organización operacional y financiera, Definición Modelo de Control de Gestión y Definición de Procedimientos de Auditoría Interna y Externa	284,134
	Conservador de Comercio (derecho base mas costo variable de 2/1000 - tope MM\$ 128)	241,764
	Notarias (derecho base mas costo variable de 1/1000 - tope MM\$ 128)	241,765
	Diseño y definición de la estructura organizacional, Diseño y definición de un sistema de compensaciones y Diseño y definición de un sistema de evaluación de desempeño	224,251
Puesta en Marcha	Remuneraciones primeros meses de operación	1,015,730
	Capacitación	674,698
	Certificación ISO 9000 y 14000	372,926
	Contraparte Interna o usuario lógico en la nueva organización	352,214
	Imagen Corporativa	280,905
	Calculo y Pago de Remuneraciones primeros meses de operación y Procesos de licitación de bienes y/o servicios	88,017
Total		5,454,974



Costos Unitarios de Componentes y estructura base

Determinación de Capital de Explotación

Año	Capital Explotación MUSD
2013	7,574
2014	7,697
2015	7,759
2016	7,787
2017	7,806
2018	7,822
2019	7,845
2020	7,872
2021	7,903
2022	7,937
2023	7,931



Costos Unitarios de Componentes y estructura base

Determinación de derechos relacionados con el medio ambiente

- Costos ambientales efectivamente realizados para líneas y subestaciones
- Para futuros proyectos se realizó estudio de “Costos Ambientales Líneas de Transmisión y Subestación Eléctrica” de empresa Energía Ambiental.

Estudio ambiental [USD]	%VI
4,656,612	0.29%



Contenidos de la Presentación

- Objetivos del Estudio
- Visión General del Estudio
- Descripción General del Sistema
- Costos unitarios de componentes y su estructura base (anualidad)
- **COMA**
- Adaptación del Sistema
- Plan de Expansión a 10 años
- Valorización Resultante
- Uso del Sistema realizado por Centrales Generadoras
- Fórmulas de indexación
- Base de Datos



COM&A

- **Metodología: Aspectos Generales**

- **Diseño de la Empresa eficiente** de Subtransmisión que atiende al STX E.
- **Dimensionamiento de los recursos óptimos** necesarios para empresa brinde eficientemente el servicio de Subtransmisión.
- **Diseño de funciones y estructura organizacional.**
- **Costeo de funciones y recursos óptimos** de la empresa eficiente.
- Estimación de **costos directos** asociados a actividades de:
 - Operación normal
 - Mantenimiento preventivo
 - Mantenimiento correctivo
- Estimación de **costos indirectos** impulsados por actividades de administración y gastos de bienes muebles e inmuebles.
- Evaluación alternativas **interno/tercerizado** y **arriendo/compra**.



COM&A

• Metodología: Aspectos Generales





COM&A

• Metodología: Dimensionamiento

➤ Operación

- Operación de LLTT y SSEE.
- Dimensionamiento de Sistema SCADA y Comunicaciones.
- Trabajos en Terreno.
- Estudios Pre y Post Operación del STX E.

➤ Mantenimiento

- Ejecución del Plan en base a personal externalizado.
- Evaluación del Mantenimiento, sobre LLTT y SSEE.
- Ubicación de Guardias móviles en lugares estratégicos del sistema.
- Dimensionamiento de Repuestos, Materiales y Equipos.

➤ Administración

- Estructura mínima de gerentes, profesionales, técnicos y administrativos. para atender actividades de soporte y estratégicas de la empresa modelo.
- Equipamiento de oficinas y vehículos arrendados.
- Gastos asociados.



• Metodología: Clasificación de partidas de Costo

COM&A

Clasificación Gasto	Nombre Gastos	Descripción
Recursos Humanos	Remuneraciones, Indemnizaciones, Bonos Turno, Seguros Legales, Sobretiempo.	Estimación requerimiento personal, Homologación de cargos y renta de mercado. Aplicación de normativa legal para Indeminización, Bonos, Seguros y Sobretiempo.
Gastos Generales Personal	Capacitación, Viajes, Accesorios y Herramientas y Vestuario.	Dimensionamiento de acuerdo a aplicación de estándares eficientes, por estamento o subestamento y aplicación precios de mercado.
Costos Directos de Operacion y Mantencion	Servicios tercerizados de mantenimiento líneas, Servicios tercerizados de mantenimiento subestaciones, Servicios tercerizados de mantenimiento protecciones y telecomunicaciones, Servicios de Mantenimiento SCADA, Materiales y repuestos Subestación, Materiales y repuestos Línea, Energía Eléctrica.	Costeo por Actividad de acuerdo a Plan de Mantenimiento. Dimensionamiento SCADA y estimación de su gasto en mantenimiento. Materiales determinados como porcentaje del VI. Energía iluminación recintos de acuerdo a estándares por recinto.
Gastos Generales Bienes Inmuebles	Servicios de vigilancia, Contribuciones Terrenos, Servicios (energía eléctrica, agua y gas), Mantenimiento de BI, Aseo de oficinas, Materiales de aseo, Contribuciones Bienes Inmuebles.	Dimensionamiento de oficinas mediante estándares por empleado. Estimación de costos mediante aplicación de estándares por superficie y precios de mercado.
Gastos Generales Bienes Muebles	Servicio Mantenimiento TI Software , Consumo telefónico, Servicios de Mantenimiento TI Hardware , Materiales de oficina.	Dimensionamiento requerimiento de TI, precios de mercado
Gastos Vehículos	Arriendo, Combustible, Peajes y Equipamiento de Vehículos.	Dimensionamiento flota con estándares eficientes por sub estamento, aplicación de estándares por tipo de vehículo, precios de mercado.
Servicios de Terceros y Asesorias No Operacional	Asesorías y estudios.	Precios de mercado de estudios y asesorías especializadas exigidos por la normativa y aportes obligatorios.
Costos Institucionales	Patentes comerciales, Dietas del directorio, Seguros Instalaciones Eléctricas, Gastos de impresión y reproducción, Otros gastos generales, Gastos de representación, Seguros Bienes Inmuebles.	Valores de Mercado en precios y primas, aplicación de topes legales.



COM&A

- **Metodología para determinar los salarios**

- Definición de perfiles por cargo requerido, descripción en función de la especialidad, nivel de conocimientos, nivel de riesgo del sector y de las tareas específicas, nivel de experiencia.
- Remuneraciones de mercado mediante homologación a cargos de estudios especializados de compensaciones.
- Estudio de Compensaciones SIREM XXI de PricewaterhouseCoopers (PwC) a diciembre año 2013, Tamaño empresa Medio-Grande, Estadígrafo, Percentil promedio ponderado. Nº Cargos PwC 656.
- Adicionalmente se evaluó con la encuesta Ernst&Young, resultando un 8% mayor el costo de la remuneración de la empresa modelo.





COM&A

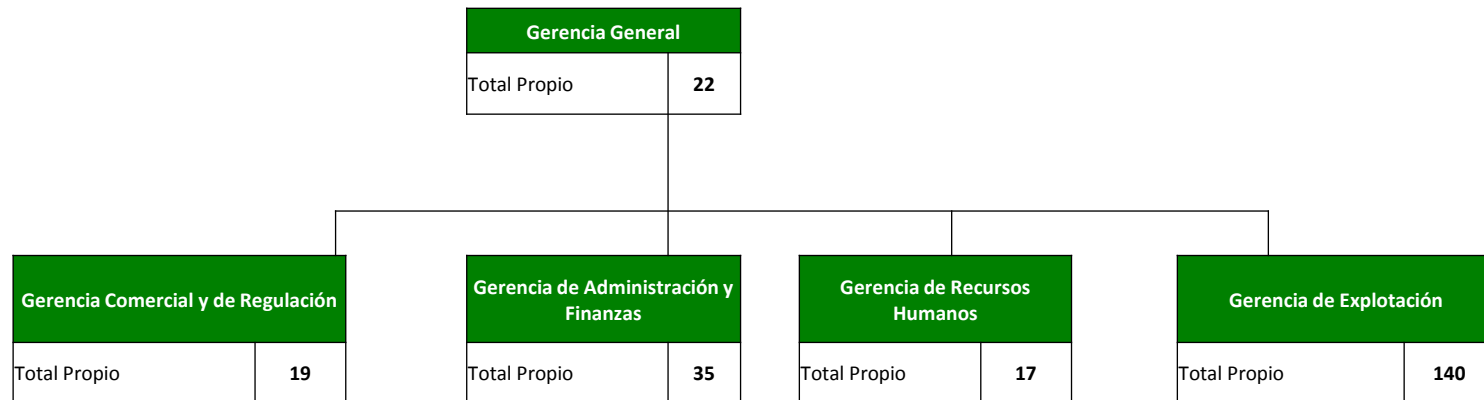
- **Resultados: Evaluación económica de alternativas**

- Personal mantenimiento: Resultó mas eficiente contratar el servicio de mantenimiento frente a un escenario de realizar estas tareas con personal propio.
- Oficinas: Resultó mas eficiente comprar los inmuebles de oficina frente a un escenario de arriendo.
- Vehículos: los vehículos asociados al mantenimiento se consideran en el costo del servicio, se evaluó la alternativa de arrendar o comprar los vehículos asociados a las tareas de operación y de administración resultando mas eficiente arrendarlos.

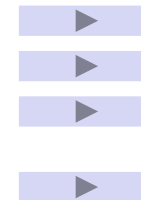


COM&A

• Resultados: Organigrama de la Empresa Eficiente, Año base 2013



RESUMEN	
Área Organizacional	Nº Personas
Gerencia General	22
Gerencia Comercial y de Regulación	19
Gerencia Administración y Finanzas	35
Gerencia de Explotación	140
Gerencia de Recursos Humanos	17
Total Propio	233





Resultados: Organigrama Gerencia de Explotación de la Empresa Eficiente, Año base 2013

Gerencia de Explotación	
Gerente de Explotación	1
Asistente de Gerencia	1

Subgerencia Operaciones	
Subgerente de Operaciones	1

Subgerencia Mantenimiento	
Subgerente Planificación Mantenimiento	1

Departamento de Despacho	
Jefe de Despacho	1
Supervisor de Despacho	4
Despachador	14

Departamento de Calidad y Estudios Eléctricos	
Jefe de Calidad y Estudios	1
Ingeniero de Calidad	2
Ingeniero de Estudios de LLTT y SE	2
Ingeniero de Estudios de Protecciones y Controles	1
Ingeniero de Planificación Operaciones	2
Técnico SCADA y Comunicaciones	2

Departamento de GIS	
Encargado de GIS	1
Técnico GIS	2

Departamento de SSEE, Protecciones y Medidas	
Jefe Mantenimiento SSEE	1
Ingeniero de Planificación Mantenimiento	3
Ingeniero de Protecciones y Control	1
Ingeniero de Obras Civiles	1
Especialista Protecciones	3
Especialista Medidores	3

Departamento de LLTT	
Jefe Mantenimiento LLTT	1
Ingeniero de Planificación Mantenimiento	3

Propios	140,0
Externos	310,0

Zona 1	
M&O Propios	9
Mantenimiento Externos	56,4
Celadores	1

Zona 2	
M&O Propios	10
Mantenimiento Externos	69,1
Guardias Móviles	2
Celadores	2

Zona 3	
M&O Propios	10
Mantenimiento Externos	50,2
Guardias Móviles	2
Celadores	3

Zona 4	
M&O Propios	9
Mantenimiento Externos	31,3
Guardias Móviles	2

Zona 5	
M&O Propios	10
Mantenimiento Externos	64,8
Guardias Móviles	2
Celadores	1

Zona 6	
M&O Propios	10
Mantenimiento Externos	22,9
Guardias Móviles	2
Celadores	1

Zona 7	
M&O Propios	9
Mantenimiento Externos	15,2
Guardias Móviles	2
Celadores	1



COM&A

• Estándares de Dimensionamiento: Costos de Operación

- La dotación requerida se dimensiona a partir del análisis de los subprocesos de operación y la asignación de las horas al año necesarias para cada actividad.
- Para dimensionar la cantidad de horas necesarias se analiza la periodicidad de la actividad y el nivel de complejidad técnico o de gestión.
- Componentes de los costos de operación:
 - Personal Propio incluido en la estructura central.
 - Personal propio de cuadrillas de emergencias asociado a guardias móvil.
 - Anualidad de la inversión y costo de mantenimiento del SCADA.



COM&A

• Estándares de Dimensionamiento: Costos de Mantenimiento

- La especificación del plan de mantenimiento se realiza a partir de la definición de actividades y de los parámetros asociados a los elementos a mantener, como frecuencias (preventiva, operativa y correctiva), duración y características cualitativas referentes a la ubicación geográfica y accesibilidad de los elementos que inciden en la frecuencia y tiempos de viaje (zonas agrícolas, forestal o urbano, clima lluvioso o seco, ubicación valle, cordillera, costa).
- El plan de mantenimiento contempla 40 actividades de Líneas, 86 de subestaciones y 52 de Protecciones y Telecomunicaciones.
- A modo de ejemplo se presentan las frecuencias utilizadas y el requerimiento de cuadrillas para las actividades cuyo costo es relevante para las unidades de obra de Líneas y SSEE, Protecciones y Telecomunicaciones:



COM&A

• Estándares de Dimensionamiento: Costos de Mantenimiento

➤ Actividades de Mantenimiento de Líneas

Principales Actividades de LLTT	Frecuencia	Duración (hrs) (*)	Composición cuadrilla
Cambio Aislador	1 vez al año, al 1% de los aisladores	2,3	3 Electromecánico II, 1 Electricista I, 1 Furgón y 1 Grúa
Inspección visual completa	2 veces al año	1,8	1 Electromecánico II y 1 Camioneta
Lavado Aislación	1 vez al año, al 50% de los aisladores (11% de la línea se encuentra en zona costa y 39% en zona seca)	0,05	1 Electricista I, 1 Electricista II, 1 Camión aljibe y 1 Camioneta
Limpieza Aislación	1 vez al año, al 10% de los aisladores	0,4	1 Electricista I, 1 Electricista II, 1 Camión aljibe y 1 Camioneta
Medida de malla de puesta a tierra	1 vez al año, al 2,5%	1,9	2 Electromecánico II, 1 Electricista II, 1 Ingeniero de redes de alta tensión I, 1 Furgón y 1 Grúa
Poda en Altura	1 vez al año, 2% del largo de la línea en zona forestal	36	1 Trabajador semi-calificado (Jefe), 4 Trabajador semi-calificado, 1 Camión capacho, 1 Furgón y 1 Camión carga
Reparación provisoria de estructura dañada	1 vez al año, al 1% de las estructuras	4,5	1 Electricista I, 4 Electromecánico II, 2 Electricista II, 1 Furgón, 1 Grúa y 1 Camión rampa

(*) : Para una tensión de 66 kv



- **Estándares de Dimensionamiento: Costos de Mantenimiento**
- **Actividades de Mantenimiento de SSEE, Protecciones y Telecom.**

Principales Actividades de SSEE, Protecciones y Telecomunicaciones	Frecuencia	Duración (hrs) (*)	Composición cuadrilla
Desarme con inspección interna (interruptores)	1 vez al año, al 11% de los interruptores	5	1 Electricista I, 1 Electromecánico I, 1 Electromecánico II, 2 Electricista II y 1 Furgón
Filtrado Aceite Energizado (Transformador)	1 vez al año	16	1 Electromecánico I, 2 Electricista II, 1 Camioneta, 1 Grúa y 1 Camión carga
Inspecc.visual aislación, contactos, mecanismo, estructura y fundac.	1 vez al año	1	1 Electricista I, 1 Electricista II y 1 Camioneta
Inspección y limpieza de aislación (desconectores)	1 vez al año, al 33% de los desconectores	1	1 Electricista I, 1 Electricista II, 1 Camión aljibe y 1 Camioneta
Inspección y limpieza de aislación (interruptores)	1 vez al año	1	1 Electricista I, 1 Electricista II, 1 Camión aljibe y 1 Camioneta
Inspección y limpieza de aislación (Transformador de medida)	1 vez al año, al 33%	0,75	1 Electricista I, 1 Electricista II, 1 Camión aljibe y 1 Camioneta
Limpieza manual de aislación	1 vez al año	2	1 Electricista I, 1 Electricista II, 1 Camión aljibe y 1 Camioneta
Medida de resistencia de contactos	1 vez al año, al 33% de los interruptores	0,75	1 Electricista I, 1 Electromecánico II, 2 Electricista II y 1 Furgón

(*) : Para una tensión de 66 kv



COM&A

- Resultados: Costos directos de Mantenimiento

Unidad de Obra	Dotación Personas (N°)	Costos Personas (USD)	Dotación Vehículos (N°)	Costos Vehículos (USD)	Costo Total (USD)
Líneas	152	3.725.879	91,1	4.526.134	8.252.013
SSEE	122	3.780.137	69,3	2.691.874	6.472.011
Protecciones	25,6	963.383	12,8	303.898	1.267.281
Telecomunicaciones	9	707.787	4	115.570	823.357
Total	310	9.177.186	178,1	7.637.476	16.814.662



• Resultados Totales COMA según Clasificación de Costos

Clasificación Gasto	Nombre Gastos	Gasto Total (MUS\$)	Observación
Recursos Humanos	Remuneraciones.	12.015	
	Indemnizaciones, Bonos Turno, Seguros Legales, Sobretiempo.	1.010	
Gastos Generales Personal	Capacitación, Viajes, Accesorios y Herramientas y Vestuario.	192	
Costos Directos de Operación y Mantención	Servicios tercerizados de mantenimiento líneas, Servicios tercerizados de mantenimiento subestaciones, Servicios tercerizados de mantenimiento protecciones y telecomunicaciones, Servicios de Mantenimiento SCADA, Materiales y repuestos Subestación, Materiales y repuestos Línea, Energía Eléctrica.	24.331	Servicio de mantenimiento tercerizado. SCADA: RTUs al VI y Centros de Control y Comunicaciones BMI.
Gastos Generales Bienes Inmuebles	Servicios de vigilancia, Contribuciones Terrenos, Servicios (energía eléctrica, agua y gas), Mantenimiento de BI, Aseo de oficinas, Materiales de aseo, Contribuciones Bienes Inmuebles.	1.486	Oficinas como inversión a BMI.
Gastos Generales Bienes Muebles	Servicio Mantenimiento TI Software , Consumo telefónico, Servicios de Mantenimiento TI Hardware , Materiales de oficina.	510	TI como inversión a BMI.
Gastos Vehículos	Arriendo, Combustible, Peajes y Equipamiento de Vehículos.	683	Vehículos arrendados. No incluye los de Mantenimiento.
Servicios de Terceros y Asesorías No Operacional	Asesorías y Estudios.	1.042	
	Aportes a Comisión Expertos y CDEC	757	
Costos Institucionales	Patentes comerciales, Dietas del directorio, Seguros Instalaciones Eléctricas, Gastos de impresión y reproducción, Otros gastos generales, Gastos de representación, Seguros Bienes Inmuebles.	3.420	
Total general (MUS\$)		45.445	



COM&A

- Resultados Totales COMA según Asignación de Costos**

ÍTEM	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Administración	9.412	9.413	9.417	9.419	9.420	9.426
Operación	10.240	10.400	10.464	10.505	10.533	10.576
Mantenición	25.792	26.368	26.669	26.799	26.886	26.929
Total MUSD/año	45.445	46.182	46.552	46.723	46.838	46.931



Contenidos de la Presentación

- Objetivos del Estudio
- Visión General del Estudio
- Descripción General del Sistema
- Costos unitarios de componentes y su estructura base (anualidad)
- COMA
- **Adaptación del Sistema**
- Plan de Expansión a 10 años
- Valorización Resultante
- Uso del Sistema realizado por Centrales Generadoras
- Fórmulas de indexación
- Base de Datos



Adaptación del Sistema

- **Factores de utilización sistema inicial**

- Factor de utilización promedio líneas: **43.2%**
- Factor de utilización promedio transformadores: **57.8%**
- Factor de utilización promedio sistema STx: **47.8%**



Adaptación del Sistema

- **Adaptación técnica**

- **Prescindibilidad**

Las instalaciones existentes consideradas como punto de partida, para el año base, deberán someterse a un análisis de **prescindibilidad**. Se entiende por instalación prescindible a aquella **cuya eliminación no produce alteraciones significativas ni en la suficiencia ni en la seguridad en el año base**.

Análisis Cualitativo: se analiza la topología del sistema de forma “cualitativa”, considerando fuera de servicio el **tramo candidato**. Tramos radiales y simples se declaran como imprescindibles (quedarían retiros sin suministro); tramos dobles o anillados se declaran como **imprescindibles** si ante una contingencia en otro tramo quedan retiros sin suministro (no se cumpliría el criterio N-1). El resto son candidatos.

Prescindibilidad por Suficiencia: consiste en sacar de servicio el tramo candidato y ejecutar un flujo de potencia en cada condición de generación-demanda extrema del sistema. Si en las instalaciones se producen tensiones fuera de los **rangos exigidos por la NT de SyCS** o si se **sobrepasan las capacidades de transmisión**, entonces el tramo en análisis deja de ser candidato.

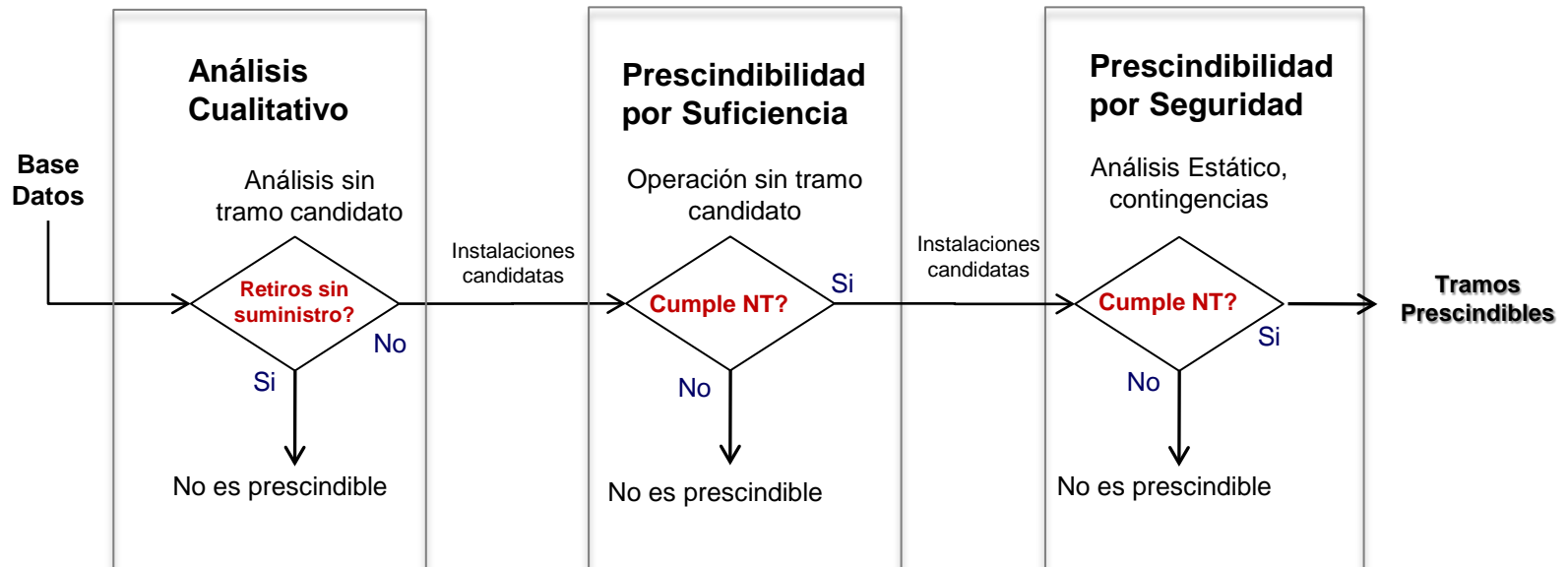
Prescindibilidad por Seguridad: consiste en simular **contingencias**, con el sistema operando en cada **escenario extremo de generación-demanda**, y se verifica si **la tensión y el nivel de utilización** se mantienen dentro de los rangos exigidos por la NT de SyCS. Los tramos, que al estar fuera de servicio, provocan el **incumplimiento de la NT de SyCS** en algún escenario extremo y contingencia, no son considerados como prescindibles. Las contingencias sólo son válidas si con el candidato en servicio no se produce la anomalía.



Adaptación del Sistema

- Adaptación técnica

- Prescindibilidad





Adaptación del Sistema

- **Adaptación técnica**
 - **Prescindibilidad**

Resultados: Instalaciones Prescindibles

TRANSFORMADORES

CÓDIGO	CÓDIGO SS/EE	NOMBRE CNE	CAPACIDAD [MVA]
TS01	S/E_SIC_269	Ranguili 066->Ranguili 13.2 I	5.2
TS01	S/E_SIC_491	Cocharcas (TRANSNET) 066->Cocharcas (TRANSNET) 033 I	10
TS05	S/E_SIC_491	Cocharcas (TRANSNET) 066->Cocharcas (TRANSNET) 033 II	10
TC02	S/E_SIC_646	Reguladora Rapel 066->Reguladora Rapel 066 II	30
TS04	S/E_SIC_172	Curanilahue 023->Curanilahue 13.2	3

LÍNEAS

CÓDIGO	NOMBRE CNE	LONGITUD [km]
Lx_0118	Central Rapel 066->Rapel 066 II	0.12
Lx_0059	Buin (TRANSNET) 066->(Ei1) Buin (TRANSNET)-Paine 066	8.8
Lx_0060	Tap Fatima 066->Fatima 066 II	0.7



Adaptación del Sistema

• Adaptación técnica

➤ Optimización

Tanto para el año base como para el horizonte de planificación, las instalaciones no prescindibles deben someterse a un proceso de optimización, en el cual su capacidad se disminuya a la mínima necesaria para cumplir con la suficiencia y la NT de SyCS.

Criterios:

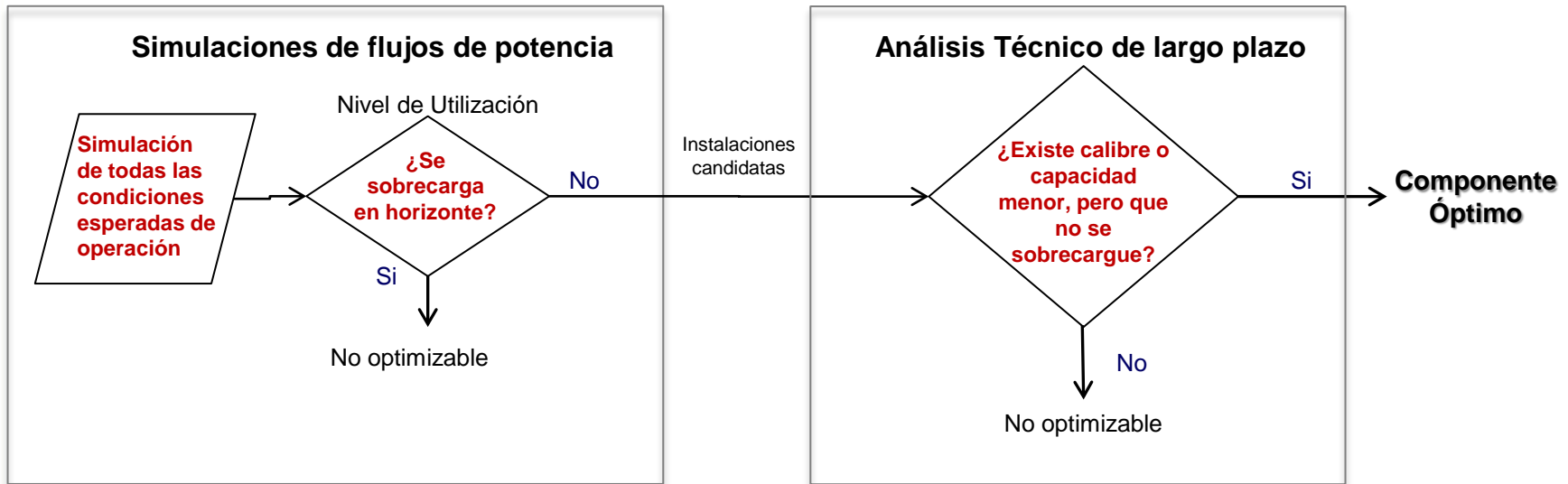
- Obtención de flujos máximos, por año y por instalación, de diversas fuentes:
 - Programa de operación de largo plazo PLP (60 etapas x 51 hidrologías).
 - Digsilent en diversos escenarios (de generación local y demanda) y estados:
 - 4 escenarios (combinatoria de Gx y Dem max y min) en estado normal de operación. Tramos NA y NC de acuerdo a la operación real.
 - 4 escenarios en generación forzada (Gx max a plena; Gx min cero).
 - 4 escenarios: Tramos estratégicos NC en operación abierta (Ejemplo: Pta. Cortés 154 kV).
 - 4 escenarios: Tramos NA en operación cerrada, pero independientes unos de otros.
 - 1 escenario, pero en estado de alerta con contingencias en cada línea de doble circuito o anillada (aproximadamente 70 contingencias).
 - Máxima local para las líneas radiales y transformadores de DP.
- Se optimizan todos los tramos no saturados en el horizonte de planificación.
- Análisis técnico de largo plazo. Se elige calibre o capacidad mínima que no produzca saturaciones en todo el horizonte.



Adaptación del Sistema

- Adaptación técnica

- Optimización





Adaptación del Sistema

- Adaptación técnica

- Optimización

Resultados LLTT (1):

Línea	L (km)	Conductores		Inom (kA)	
		1-Original	2-Óptimo	I1	I2
Cachapoal 066->(Ei 1) Cachapoal-Machali 066	4	AAAC_CAIRO	AAAC_AZUSA	0.517	0.225
Cauquenes 066->La Vega 066	20.4	AAAC_ALLIANCE	AAAC_AMES	0.347	0.168
(Ei 1) Cachapoal-Machali 066->(Ei 2) Cachapoal-Machali 066	0.1	CU_1000	CU_1	1.103	0.238
(Ei 2) Cachapoal-Machali 066->(Ei 3) Cachapoal-Machali 066	5	AAAC_CAIRO	AAAC_AZUSA	0.517	0.225
(Ei 3) Cachapoal-Machali 066->(Ei 4) Cachapoal-Machali 066	0.1	CU_1000	CU_1	1.103	0.238
(Ei 4) Cachapoal-Machali 066->Machali 066	1.3	AAAC_CAIRO	AAAC_AZUSA	0.517	0.225
Hualte 033->Ninhue 033	4.4	AAAC_ALLIANCE	AAAC_AMES	0.347	0.168
Hualañe 066->Ranguili 066	14.6	AAAC_ALLIANCE	AAAC_AMES	0.347	0.168
Lo Miranda I 066->Loreto 066	15	AAAC_AMHERST	AAAC_AMES	0.3	0.168
Marchigue 066->Alcones 066	9.6	AAAC_ALLIANCE	AAAC_AMES	0.347	0.168
(Ei1) Portezuelo-La Esperanza (TRANSNET)-066->La Esperanza (TRANSNET) 066	5	AAAC_ALLIANCE	AAAC_AMES	0.347	0.168
Portezuelo 066->(Ei1) Portezuelo-La Esperanza (TRANSNET)-066	2.5	AAAC_CAIRO	AAAC_AMES	0.517	0.168
(Ei1) Punta Cortes-Tuniche-066->Tuniche 066	8	AAAC_BUTTE	AAAC_ANAHEIM	0.404	0.26
Tap Alto Melipilla 2 110->Bollenar 110	19.1	AAAC_ALLIANCE	AAAC_ANAHEIM	0.347	0.26
Tap Malloa 066->Quinta de Tilcoco 066	13.6	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
Tap Nihue 066->La Manga 066	11.8	AAAC_ALLIANCE	AAAC_AMES	0.347	0.168
Tap Tres Esquinas 066->Tres Esquinas 066	0.3	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Ei1 Villa Alegre 066->Tap Linares Norte 066->Tap Linares Norte 066	3.2	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
Alto Melipilla 110->Leyda 110	22.7	AAAC_DARIEN	AAAC_AMHERST	0.58	0.3
Alto Melipilla 110->San Antonio 110	37.7	AAAC_DARIEN	AAAC_AMHERST	0.58	0.3
Buin (TRANSNET) 066->(Ei1) Buin (TRANSNET)-Fatima 066	9.6	AAAC_BUTTE	AAAC_AMHERST	0.404	0.3
Cachapoal 066->Tap Alameda 066	3.7	CU_3/0	CU_2	0.368	0.206
Chimbarongo 066->Ei1 Chimbarongo 066->Tap Quinta 066	1	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168



Adaptación del Sistema

- Adaptación técnica

- Optimización

Resultados LLTT (2):

Línea	L (km)	Conductores		Inom (kA)	
		1-Original	2-Óptimo	I1	I2
Chillan 066->Tap El Nevado 066	2.3	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
Chillan 066->Tap Quilmo 066	10.1	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
(E117) Cocharcas (TRANSNET)-Monterrico 066-> Monterrico 066	2.1	AAAC_FLINT	AAAC_AZUSA	0.691	0.225
Cocharcas (TRANSNET) 066->Hualte 066	31	AAAC_ALLIANCE	AAAC_AMES	0.347	0.168
Cocharcas (TRANSNET) 066-> Tap San Carlos 066	13.1	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
E11 Chimbarongo 066-> Tap Quinta 066->E12 Chimbarongo 066->Tap Quinta 066	0.2	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
E12 Chimbarongo 066-> Tap Quinta 066->Tap Quinta 066	6.5	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
Fatima 066->Hospital 066	6.9	AAAC_3/0	AAAC_AMES	0.272	0.168
E11 Tap Longavi 066->Tap Retiro 066->Tap Retiro 066	6	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
(E12) Tap Hospital-San Francisco de Mostazal 066-> San Francisco de Mostazal 066	8.3	AAAC_BUTTE	AAAC_AZUSA	0.404	0.225
Isla de Maipo 066-> El Monte 066	4.3	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
E11 San Javier 066->Villa Alegre 066->Villa Alegre 066	2.7	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
Leyda 110-> San Antonio 110	15	AAAC_DARIEN	AAAC_AMHERST	0.58	0.272
E11 Linares 066->Tap Longavi 066->Tap Longavi 066	7.2	AAAC_BUTTE	AAAC_3/0	0.404	0.272
E114 Monterrico 066->Chillan 066->Chillan 066	2.5	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Monterrico 066->E114 Monterrico 066->Chillan 066	3	AAAC_FLINT	AAAC_AMES	0.691	0.168
Monterrico 066->Tap El Nevado 066	3.4	AAAC_FLINT	AAAC_CANTON	0.691	0.467
Paine 066->Tap Hospital 066	4.7	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
Parral 066->E11 Parral 066->Tap San Gregorio 066	2.6	AAAC_BUTTE	AAAC_AZUSA	0.404	0.225
Parral 066->Tap Retiro 066	11.7	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Pelequen 066->Tap Rengo 066	7.5	CU_2/0	CU_1	0.318	0.238
Quelentaro 110->Las Arañas 110	23.1	AAAC_CAIRO	AAAC_BUTTE	0.517	0.404
Rancagua 066->Tap Alameda 066	0.2	CU_3/0	CU_2	0.368	0.206
Rosario 066->Chumaquito 066	8.5	CU_2/0	CU_2	0.318	0.206
Central Rapel 066->Rapel 066 I	0.1	CU_4/0	CU_2	0.426	0.206
Rapel 066->Tap Nihue 066	7.4	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206



Adaptación del Sistema

- Adaptación técnica
- Optimización

Resultados LLTT (3):

Línea	L (km)	Conductores		Inom (kA)	
		1-Original	2-Óptimo	I1	I2
San Clemente Transnet 066-> Talca 1 066	12.9	AAAC_FLINT	AAAC_ALLIANCE	0.691	0.347
San Fernando 066->(Ei1) Tap La Paloma-San Fernando-066	2.8	CU_2/0	CU_2	0.318	0.206
San Javier 066-> Ei1 San Javier 066-> Villa Alegre 066	9.6	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Tap Alameda 066-> Alameda 066	0.1	CU_3/0	CU_2	0.368	0.206
Teno 066-> Tap Quinta 066	11.3	AAAC_BUTTE	AAAC_ANAHEIM	0.404	0.26
Tap Hospital 066->(Ei1) Tap Hospital-San Francisco de Mostazal 066	4.8	AAAC_BUTTE	AAAC_AZUSA	0.404	0.225
Tap Longavi 066-> Ei1 Tap Longavi 066-> Tap Retiro 066	4.4	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Tap Nihue 066-> Las Arañas 066	15.2	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Tap Niquen 066-> Tap San Gregorio 066	3.1	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Tap La Paloma 066-> Pelequén 066	11.2	CU_2/0	CU_2	0.318	0.206
Tap Quilmo 066-> Quilmo 066	0.3	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Tap Rengo 066-> Rosario 066	8.1	CU_2/0	CU_2	0.318	0.206
(Ei1) Tap La Paloma-San Fernando-066-> Tap La Paloma 066	2.9	CU_2/0	CU_2	0.318	0.206
Tap San Carlos 066-> Tap Niquen 066	18.1	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Tap Tres Esquinas 066-> Tap Quilmo 066	10.5	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Villa Alegre 066-> Ei1 Villa Alegre 066-> Tap Linares Norte 066	12.3	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Angol 066-> Ei01 Angol 066-> Los Sauces 066	2.4	AAAC_ALLIANCE	AAAC_AMES	0.347	0.168
Arenas Blancas 066-> Puchoco 066	1.5	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Ei01 Angol 066-> Los Sauces 066-> Los Sauces 066	31.9	AAAC_ALLIANCE	AAAC_AMES	0.347	0.168
(Ei1) Tap Duqueco-Pangué-> Pangué 066	80.3	ACSR_PENGUIN	ACSR_SPARROW	0.316	0.162
Latorre 066-> Tumbes 066	3.8	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Ei1 Manso de Velasco 066-> Ei Avellano 066	2.1	CU_3/0	CU_1	0.368	0.238
Manso de Velasco 066-> Ei1 Manso de Velasco 066	2.1	CU_3/0	CU_1	0.368	0.238
Tres Pinos 066->(E1) Tres Pinos 066-Cafiete 066	0.1	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
(Ei1) Penco 066-> Lirquen 066-> Lirquen 066	0.5	CU_3/0	CU_2	0.368	0.206
Tap Duqueco 066-> Duqueco 066	0	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168



Adaptación del Sistema

- Adaptación técnica
 - Optimización

Resultados LLTT (4):

Línea	L (km)	Conductores		Inom (kA)	
		1-Original	2-Óptimo	I1	I2
Tap Duqueco 066->(Ei1) Tap Duqueco-Pangue	0.1	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
(E1) Tres Pinos 066-Cañete 066->Cañete 066	23	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
Tap Enacar 066->Enacar 066	3	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Tap Lota 066->Lota 066	0.1	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Tome 066->Mahns 066	1.4	CU_2/0	CU_2	0.318	0.206
Ei1 Traiguen 066->Ei2 Traiguen 066	0.6	AAAC_3/0	AAAC_AMES	0.272	0.168
Ei3 Traiguen 066->Ei4 Traiguen 066	1.5	AAAC_3/0	AAAC_AMES	0.272	0.168
Ei1 Curacautin 066->Ei2 Curacautin 066	0.2	AAAC_3/0	AAAC_AMES	0.272	0.168
Villarrica 066->Pucon 066	33.9	AAAC_BUTTE	AAAC_AZUSA	0.404	0.225
Ei1 Los Angeles 066->Tap Duqueco 066->Ei2 Los Angeles 066->Tap Duqueco 066 I	0.9	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
Ei2 Los Angeles 066->Tap Duqueco 066->Tap Duqueco 066 I	5.3	ACSR_PENGUIN	ACSR_SPARROW	0.316	0.162
Ei1 Los Angeles 066->Tap Duqueco 066->Ei2 Los Angeles 066->Tap Duqueco 066 II	4.9	CU_250	CU_2	0.474	0.206
Ei2 Los Angeles 066->Tap Duqueco 066->Tap Duqueco 066 II	1	ACSR_PENGUIN	ACSR_SPARROW	0.316	0.162
Arranque Escuadron 066->Tap Porto Viento 066	0.6	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Angol 066->Collipulli 066	23.5	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Curanilahue 066->Tres Pinos 066	20.4	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Collipulli 066->Ei1 Collipulli 066	1.3	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Coronel 066->Tap Lota 066	11.3	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
Ei1 Collipulli 066->Ei2 Collipulli 066	1.5	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
Ei2 Collipulli 066->Ei3 Collipulli 066	7.7	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
Ei3 Collipulli 066->Ei4 Collipulli 066	19.3	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Ei4 Collipulli 066->Ei5 Collipulli 066	1.1	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
Ei5 Collipulli 066->Victoria 066	5.6	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
(Ei1) Ejercito-Colo Colo 066->Colo Colo 066	0.6	CU_3/0	CU_2	0.368	0.206
Ejercito 066-> (Ei1) Ejercito-Colo Colo 066	1.1	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
Escuadron 066->Arranque Escuadron 066	0.2	AAAC_BUTTE	AAAC_AZUSA	0.404	0.225



Adaptación del Sistema

- Adaptación técnica

- Optimización

Resultados LLTT (5):

Línea	L (km)	Conductores		Inom (kA)	
		1-Original	2-Óptimo	I1	I2
Los Angeles 066-> Ei1 Los Angeles 066->Tap Duqueco 066 I	0.7	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
Los Angeles 066-> Ei1 Los Angeles 066->Tap Duqueco 066 II	1.1	CU_400	CU_2	0.635	0.206
Loma Colorada 066-> Ei1 Loma Colorada 066->Tap Porto Viento 066	8.5	CU_3/0	CU_2	0.368	0.206
Ei1 Las Encinas 066-> Ei2 Las Encinas 066	0.5	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES	0.404	0.168
Ei2 Las Encinas 066-> Padre Las Casas 066	1.6	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Las Encinas 066-> Ei1 Las Encinas 066	1.7	CU_2/0	CU_2	0.318	0.206
Ei1 Loma Colorada 066->Tap Porto Viento 066->Tap Porto Viento 066	1.6	CU_3/0	CU_2	0.368	0.206
Tap Ejercito 066-> Ejercito 066	0.1	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Talcahuano 066-> Latorre 066 I	4	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Talcahuano 066-> Latorre 066 II	3.1	AAAC_BUTTE	AAAC_3/0	0.404	0.272
Tap Lota 066-> Horcones 066	15.1	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206



Adaptación del Sistema

- **Adaptación técnica**

- **Optimización**

Resultados Transformadores:

Transformador	Cap (MVA)	
	Orig.	Optim.
Ancoa 066->Ancoa 13.8	8	1.9
Charrua 066->Charrua 13.2	5	1.9
Cholguan STS 220->Cholguan STS 13.8	50	38
Hualte 066->Hualte 13.2 I	2	1
Hualte 066->Hualte 13.2 II	5	1.9
Isla de Maipo 066->Isla de Maipo 023	30	22
La Vega 066->La Vega 023	10	7
Maule 066->Maule 015	1	0.5
Portezuelo 066->Portezuelo 023	10.4	6.7
Parronal 066->Parronal 13.2	5	4
Santa Rosa 066->Santa Rosa 023	20	8
Yerbas Buenas 154->Yerbas Buenas 13.2	25	10
Chillan 066->Chillan 13.2	25	18.3
Cholguan STS 13.8->Cholguan STS 023 III	6	5
Hualte 066->Hualte 033	10	5
Coronel 154->Coronel 066 II	60	40
San Vicente 154->San Vicente 066 I	40	20
Lautaro 066->Lautaro 015 I	5.3	4
Loncoche 066->Loncoche 023 II	12	8
Tres Pinos 066->Tres Pinos 13.2	5.2	2.4
Pangue 066->Pangue 13.2	5	1.9



Adaptación del Sistema

• Alternativas de Expansión

➤ Alternativa 1: “Expansión vegetativa”

Se realizó en base a instalación de transformadores en paralelo y a reemplazo de calibres, ambos determinados en forma óptima según la metodología desarrollada para el proceso de expansión.

➤ Alternativa 2: “Expansión estructural”

Considera las siguientes expansiones estructurales en el sistema de STx. El resto de las expansiones en base a instalación de transformadores en paralelo y al reemplazo de calibres, también en forma óptima. Estos últimos son menores que en Alt. 1.

- Proyecto Fátima 220/66 kV y línea Fátima → Isla de Maipo 66 kV.
- Proyecto Apoyo Maule.
- Proyecto aumento de nivel de tensión a 220 kV de la línea Alto Jahuel → Itahue 154 kV.
- Proyecto línea Horcones → Tres Pinos 66 kV.
- Proyecto Los Peumos 220/66 kV.
- Proyecto Duqueco 220/66 kV.



Adaptación del Sistema

• Adaptación técnica

➤ Expansión

Se deberán identificar las inversiones óptimas requeridas para satisfacer la demanda y cumplir la NT de SyCS. Determinar en forma óptima un plan de abastecimiento de la demanda futura. Desarrollar tren óptimo de inversiones que minimice {AVI+COMA+PERD+CFALLA}.

Criterios (1):

- Obtención de flujos máximos, flujos para pérdidas de energía y flujos para pérdidas de potencia, por año, por instalación **y por alternativa**, de diversas fuentes:
 - Programa de operación de largo plazo PLP (60 etapas x 51 hidrologías).
 - Digsilent en diversos escenarios (de generación local y demanda) y estados:
 - 4 escenarios (combinatoria de Gx y Dem max y min) en estado normal de operación. Tramos NA y NC de acuerdo a la operación real.
 - 4 escenarios en generación forzada (Gx max a plena; Gx min cero).
 - 4 escenarios: Tramos estratégicos NC en operación abierta (Ejemplo: Pta. Cortés 154 kV).
 - 4 escenarios: Tramos NA en operación cerrada, pero independientes unos de otros.
 - 1 escenario, pero en estado de alerta con contingencias en cada línea de doble circuito o anillada (aproximadamente 70 contingencias).
 - Máxima local para las líneas radiales y transformadores de DP.
- Se expanden todos los tramos **saturados** en algún año del horizonte.
- Fecha de la expansión, el año de la saturación.



Adaptación del Sistema

• Adaptación técnica

➤ Expansión

Criterios (2):

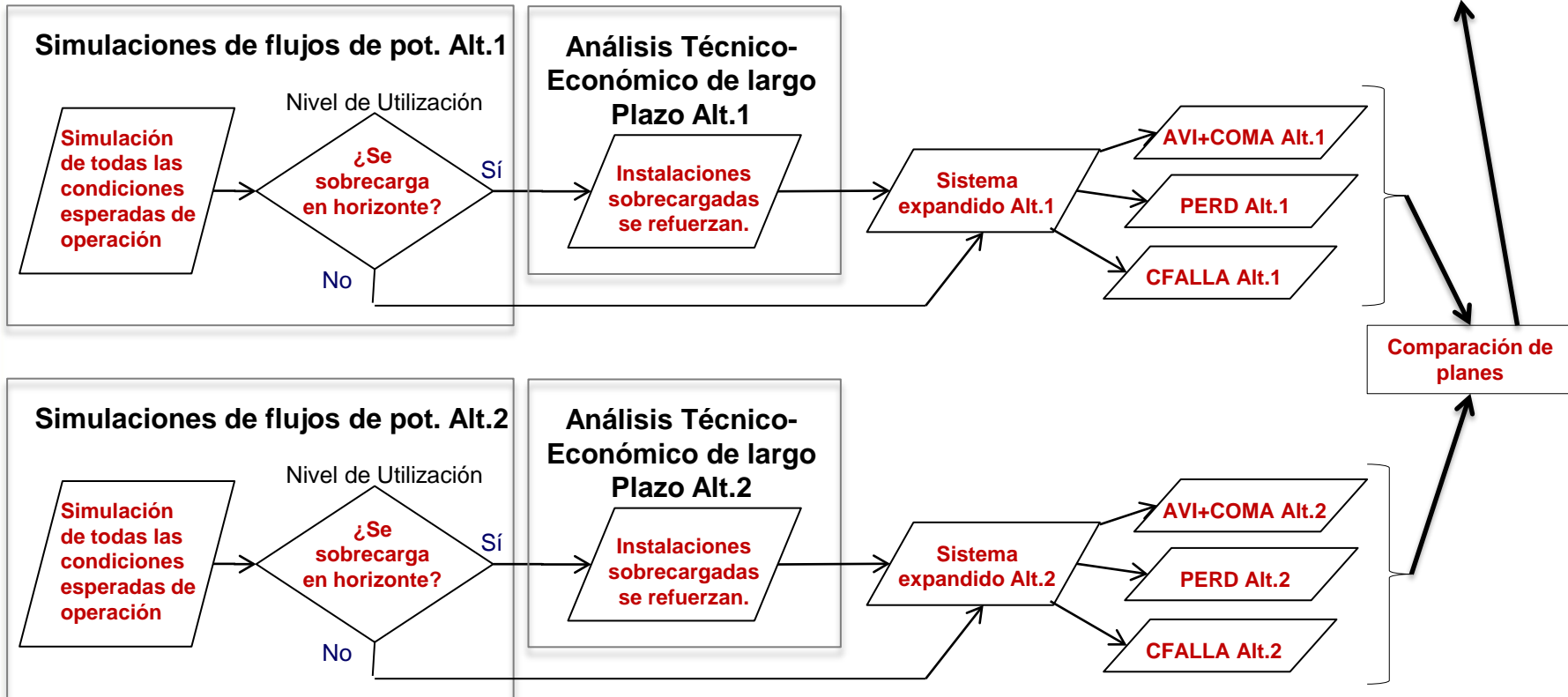
- Para cada alternativa, para cada instalación saturada, análisis técnico-económico de largo plazo que minimiza la suma del AVI+COMA+PERD.
- Una vez determinadas las instalaciones óptimas ***para cada alternativa***, se procede a determinar las diversas componentes de la función objetivo, para todo el sistema, también para cada alternativa:
 - AVI+COMA
 - Pérdidas de energía.
 - Pérdidas de potencia.
 - Costo de falla.
- Se comparan las alternativas y se determina el plan óptimo de expansión.
- Se valoriza la alternativa y se determina el COMA.



Adaptación del Sistema

• Adaptación técnica

➤ Expansión





Adaptación del Sistema

- Calidad de servicio y Cumplimiento NT de SyCS**

➤ **Reserva de transformadores:** Considera la utilización de politrafos y grupos de compatibilidad (G1, G2, G3) para diversos niveles de tensión.

RESPALDO UNIDADES MÓVILES SISTEMA							CENSE
Grupo	Caracterización politrafos	Cantidad	Ubicación en Ciudad	Respaldada a N Trafos	Con Tasa de falla acumulada [fallas/año]	aVI de (Inv+Oper+CENSE) [Miles US\$]	aVI [Miles US\$]
G1	110-66/23-13,8 (25MVA)	6	DONIHUE	37	0.5154	5741.1	5153.1
			SAN JAVIER	22	0.2505		
			YUNGAY (Abarca zonas norte y sur)	26	0.3438		
			LOTA	20	0.2811		
			CUNCO	15	0.1825		
G2	154/13,2 (25MVA)	1	LINARES	2	0.0306	229.8	126.1
G3	33/23-12 (4MVA)	1	COIHUECO	3	0.0315	57.3	20.6
Especial	66/33 (6,25MVA) (*)	1	CHILLAN	1	0.0053	36.7	0.0
TOTAL [Miles US\$]						6065.0	5299.8



Adaptación del Sistema

- **Calidad de servicio y Cumplimiento NT de SyCS**

- **Seguridad en Líneas sin redundancia de vínculo**

- ✓ Se considera el documento emitido para la DO del CDEC-SIC denominado “REQUERIMIENTOS DE MEJORAS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA LA OPERACIÓN DEL SIC” de agosto de 2014.
- ✓ Se analiza conveniencia de incorporar doble circuito en líneas sin redundancia de vínculo. Las líneas en que resultan convenientes de incorporar otro circuito son las siguientes:

LÍNEAS
Línea 1x66 kV Cachapoal - Machalí
Línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua - Las Cabras
Línea 1x66 kV Penco - Tomé
Línea 1x66 kV Horcones - Carampangue
Línea 1x66 kV Carampangue - Curanilahue
Línea 1x66 kV Tres Pinos - Cañete
Línea 1x66 kV Temuco - Lautaro
Línea 1x66 kV Licanco - Nueva Imperial



Adaptación del Sistema

- **Factor de utilización sistema adaptado (2013)**

FACTOR	INICIAL	ADAPTADO
Factor de Utilización promedio Líneas	48,2%	43,2%
Factor de Utilización promedio TT/PP	59,4%	57,8%
Factor de Utilización promedio sistema	51,9%	47,8%



Contenidos de la Presentación

- Objetivos del Estudio
- Visión General del Estudio
- Descripción del Sistema
- Costos Unitarios de componentes y su estructura base
- Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COM&A)
- Adaptación del Sistema
- **Plan de Expansión a 10 años**
- Valorización Resultante
- Pago de Generadoras
- Fórmulas de Indexación
- Base de Datos



Plan de Expansión a 10 años

- **Descripción**

- Refuerzos y nuevas obras de líneas

CÓDIGO	LÍNEA	MATERIAL ORIGINAL	CALIBRE ORIGINAL	ACCIÓN CORRECTIVA, CALIBRE Y AÑO	MATERIAL NUEVO
Lx_0094	Punta Cortes 066->(Ei1) Punta Cortes-Tuniche-066	CU	2	Reemplazo 1/0 (2019)	CU
Lx_0110	San Fernando 066->Colchagua 066	CU	2/0	Reemplazo 4/0 (2019)	CU
Lx_0124	Santa Rosa 066->Alhue 066	AAAC	ALLIANCE	Reemplazo FLINT (2020)	AAAC
Lx_0174	Talca 2 066->Piduco 066	CU	3/0	Reemplazo 250 (2018)	CU
Lx_0068	Tap Graneros 066->Graneros 066	CU	1/0	Reemplazo 3/0 (2019)	CU
S/I	Tap Nirivilo 066->Constitucion 066	CU	2/0	Reemplazo 250 (2014)	CU
Lx_0086	Tap Rengo 066->Rengo 066	CU	2	Reemplazo 1/0 (2018)	CU
Lx_0088	(Ei1) Punta Cortes-Cachapoal-066->Cachapoal 066 I	AAAC	BUTTE	Reemplazo 2xCANTON (2014)	AAAC
Lx_0090	(Ei1) Punta Cortes-Cachapoal-066->Cachapoal 066 II	AAAC	BUTTE	Reemplazo 2xCANTON (2014)	AAAC
Lx_0212	Ei1 Alonso de Ribera 066->Chiguayante 066->Ei2 Alonso de Ribera 066->Chiguayante 066	CU	3/0	Reemplazo 4/0 (2022)	CU
Lx_0213	Ei2 Alonso de Ribera 066->Chiguayante 066->Chiguayante 066	CU	2/0	Reemplazo 4/0 (2017)	CU
Lx_0211	Alonso de Ribera 066->Ei1 Alonso de Ribera 066->Chiguayante 066	CU	2/0	Reemplazo 4/0 (2017)	CU
Lx_0268	Tap Duqueco 066->Duqueco 066	AAAC	AMBS	Reemplazo AMHERST (2014)	AAAC
Lx_0229	Tap San Pedro (TRANSNET) 066->San Pedro CGET 066 I	CU	1/0	Reemplazo 2/0 (2023)	CU
Lx_0230	Tap San Pedro (TRANSNET) 066->San Pedro CGET 066 II	CU	1/0	Reemplazo 2/0 (2023)	CU

•
•
El resto de las líneas se encuentra en el informe...



Plan de Expansión a 10 años

• Descripción

➤ Refuerzos y nuevas obras de SS/EE

CÓDIGO CNE	CÓDIGO SS/EE	TRANSFORMADOR	S ORIG. (MVA)	ACCIÓN CORRECTIVA, CAPACIDAD (MVA) Y AÑO
TS01	S/E_SIC_137	Alhue 066→Alhue 023	20	Nuevo Transformador en paralelo 30 MVA (2014)
TS01	S/E_SIC_135	Alameda 066→Alameda 015 I	25	Nuevo Transformador en paralelo 25 MVA (2014)
TS02	S/E_SIC_135	Alameda 066→Alameda 015 II	25	Nuevo Transformador en paralelo 25 MVA (2014)
TS01	S/E_SIC_136	Alcones 066→Alcones 023	10	Nuevo Transformador en paralelo 3 MVA (2017)
TS01	S/E_SIC_144	Bollenar 110→Bollenar 13.2	20	Nuevo Transformador en paralelo 4.2 MVA (2019)
TS01	S/E_SIC_147	Cachapoal 066→Cachapoal 015 I	25	Nuevo Transformador en paralelo 23.5 MVA (2014)
TS02	S/E_SIC_147	Cachapoal 066→Cachapoal 015 II	25	Nuevo Transformador en paralelo 23.5 MVA (2014)
TS01	S/E_SIC_151	Cauquenes 066→Cauquenes 13.2 I	10	Nuevo Transformador en paralelo 9.37 MVA (2014)
TS02	S/E_SIC_141	Andalien 066→Andalien 015 II	25	Nuevo Transformador en paralelo 22 MVA (2014)
TS01	S/E_SIC_142	Angol 066→Angol 13.2	16	Nuevo Transformador en paralelo 11 MVA (2014)
TS04	S/E_SIC_176	El Avellano 023→El Avellano 015 II	3	Nuevo Transformador en paralelo 2 MVA (2016)
TS05	S/E_SIC_176	El Avellano 023→El Avellano 015 I	3	Nuevo Transformador en paralelo 2 MVA (2014)
TS01	S/E_SIC_176	El Avellano 066→El Avellano 023 I	12.5	Nuevo Transformador en paralelo 7 MVA (2014)
TS02	S/E_SIC_176	El Avellano 066→El Avellano 023 II	10	Nuevo Transformador en paralelo 7 MVA (2014)
TS01	S/E_SIC_155	Chiguayante 066→Chiguayante 015 I	18.7	Nuevo Transformador en paralelo 16 MVA (2014)
TS02	S/E_SIC_155	Chiguayante 066→Chiguayante 015 II	16.6	Nuevo Transformador en paralelo 16 MVA (2014)

-
-

El resto de las obras se encuentra en el informe...



Plan de Expansión a 10 años

- **Decisiones óptimas de expansión en el tiempo**

- Para cada plan analizado el ingreso de las obras se define cuando se provocan saturaciones en el sistema o cuando hay incumplimiento de la NT de SyCS.
- Se dimensionan las obras que cumplan con el horizonte de evaluación, minimizando la suma de inversión y pérdidas.
- Se analizan y comparan los planes completos considerando adicionalmente el costo de falla.
- El tren de obras satisface la minimización de costos totales y el cumplimiento de la NT de SyCS



Plan de Expansión a 10 años

- Valor Presente del Sistema Adaptado

AÑO	AVI (MUSD)	COMA (MUSD)	Costo Perdidas Energía y Potencia (MUSD)	Costo Falla (MUSD)
2014	185.791	46.182	41.394	1.101.886
2015	193.711	46.552	43.955	1.233.882
2016	197.353	46.723	48.930	1.291.421
2017	199.139	46.838	49.990	1.331.775
2018	204.867	46.931	49.444	1.457.142
2019	208.280	47.068	50.693	1.508.766
2020	211.245	47.233	51.614	1.564.309
2021	214.680	47.421	54.173	1.617.970
2022	218.587	47.625	55.885	1.674.646
2023	221.860	47.588	58.242	1.730.700
			VP	8.896.129



Contenidos de la Presentación

- Objetivos del Estudio
- Visión General del Estudio
- Descripción General del Sistema
- Costos unitarios de componentes y su estructura base (anualidad)
- COMA
- Adaptación del Sistema
- Plan de Expansión a 10 años
- **Valorización Resultante**
- Uso del Sistema realizado por Centrales Generadoras
- Fórmulas de indexación
- Base de Datos



Valorización Resultante

aVI+COMA y VASTx (MUSD)

Año	AVI	COMA	AVI+COMA
2014	185,791	46,182	231,973
2015	193,711	46,552	240,263
2016	197,353	46,723	244,076
2017	199,139	46,838	245,977
2018	204,867	46,931	251,798
2019	208,280	47,068	255,348
2020	211,245	47,233	258,478
2021	214,680	47,421	262,101
2022	218,587	47,625	266,212
2023	221,860	47,588	269,448

VASTx 2015-2018 MUS\$

706,296



Valorización Resultante

- **Factor de Expansión de Pérdidas**

➤ Energía

Año Cronológico	Pérdidas Energía Total (GWh)	Energía anual Retirada (GWh)	FEPE
2014	480	13.052	1,0368
2015	514	13.716	1,0375
2016	568	14.395	1,0395
2017	581	14.977	1,0388
2018	574	15.555	1,0369
2019	586	16.085	1,0364
2020	595	16.661	1,0357
2021	624	17.209	1,0362
2022	641	17.802	1,0360
2023	668	18.394	1,0363



Valorización Resultante

- **Factor de Expansión de Pérdidas**

- **Potencia**

Año	Pérdidas Total (MW)	Demanda (MW)	FEPP
2014	55,47	1.644,5	1,0337
2015	55,31	1.739,3	1,0318
2016	64,98	1.823,8	1,0356
2017	65,78	1.896,5	1,0347
2018	65,60	1.968,0	1,0333
2019	69,91	2.035,9	1,0343
2020	72,22	2.107,3	1,0343
2021	76,53	2.176,7	1,0352
2022	80,64	2.249,7	1,0358
2023	84,18	2.324,6	1,0362



Valorización Resultante

- Factor de Expansión de Pérdidas Medias

$$FPe = \frac{\sum_{i=1}^H \frac{E_i \cdot FPe_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^H \frac{E_i}{(1+r)^i}}$$

Factores de Expansión de Energía	2015	2016	2017	2018
Demanda (GWh)	13.716	14.395	14.977	15.555
FPpi	1,0375	1,0395	1,0388	1,0369
FPe	1,0382			

$$FPp = \frac{\sum_{i=1}^H \frac{P_i \cdot FPp_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^H \frac{P_i}{(1+r)^i}}$$

Factor de Expansión de Potencia	2015	2016	2017	2018
Demanda (MW)	1.739	1.824	1.897	1.968
Fppi	1,0318	1,0356	1,0347	1,0333
FPp	1,0338			



Contenidos de la Presentación

- Objetivos del Estudio
- Visión General del Estudio
- Descripción General del Sistema
- Costos unitarios de componentes y su estructura base (anualidad)
- COMA
- Adaptación del Sistema
- Plan de Expansión a 10 años
- Valorización Resultante
- **Uso del Sistema realizado por Centrales Generadoras**
- Fórmulas de indexación
- Base de Datos



Pago Generadores

• Metodología

➤ Participación en instalaciones de STx

- Determinación de **elementos a ser pagados** por los generadores,
- Elementos candidatos en base a **participación positiva** en al menos 1 barra troncal (método GLDF).
- Participación de centrales en instalaciones STx en base **simulación de la operación** para el conjunto de condiciones operacionales (Método GGDF).
- Las centrales solo pagan por instalaciones que pertenecen a una ruta posible hacia el troncal considerando la operación normal de la transmisión.
- En la ponderación de las condiciones operacionales se consideran los factores de relevancia y la duración de las etapas de simulación.

➤ Conexión Directa (CD)

- Costos reales de conexión al troncal, **efectivamente presupuestados** (Valorizados por GTD de acuerdo a los criterios del estudio).
- En caso de no existir proyecto de CD, se evalúa **proyecto alternativo** utilizando criterio de **mínima distancia eléctrica al troncal**.
- Ajuste de pago usando el **cociente entre capacidad máxima de generación proyectada y capacidad de transporte** del tramo a pagar.



Pago Generadores

• Factores de Relevancia

- La ponderación de cada escenario operacional se obtiene del producto de dos ponderadores; el ponderador dado por el Factor de Relevancia y un ponderador obtenido de la duración de la etapa.
- El ponderador del Factor de Relevancia se obtiene a partir de los flujos de potencia esperados en cada tramo, flujos que son obtenidos de la simulación en PLP. Luego, para un tramo y etapa dadas, se calcula el Factor de Relevancia para la hidrología i según la siguiente expresión.

$$FactorRelevancia_{Hidro\ i} = \frac{Flujo_{Hidro\ i}}{Max(Flujo_{Hidro\ i})}$$

- Una vez obtenido el Factor de Relevancia, se calcula el ponderador asociado a dicho factor, de acuerdo a lo establecido en las Bases Técnicas y que se muestra en la siguiente tabla.

Factor de Relevancia (FR)	Ponderador FR
$0,25 > FR \geq 0,00$	20%
$0,75 > FR \geq 0,25$	30%
$1,00 \geq FR \geq 0,75$	50%

- Finalmente, el Factor de Relevancia permite dar una mayor ponderación a aquellas condiciones operacionales donde existe mayor utilización de los tramos de subtransmisión.



Pago Generadores

- Valor presente de los Pagos y proporción respecto al VASTX

Central	VP al 2013 (USD)	Pago de Generadores (USD)			
		2015	2016	2017	2018
OJOSDEAGUA	24.824	8.614	8.614	8.614	8.614
LICANTEN_1	556.240	193.025	193.025	193.025	193.025
LICANTEN_2	26.751	5.109	12.627	15.518	3.933
MARIPOSAS	97.997	33.721	29.617	27.433	46.930
COLIGUES	58.352	16.845	26.571	29.123	7.370
NUEVA_ALDEA_3_1	0	0	0	0	0
SAUZAL_1	0	0	0	0	0
ENERGIA_PACIFICO	13.100	2.104	7.795	6.743	1.448
SANTA_MARTA	0	0	0	0	0
CIPRESES	289.611	100.500	100.500	100.500	100.500
LIRCAY	296.994	102.009	89.411	82.973	143.081
CURILLINQUE	239.963	83.271	83.271	83.271	83.271
UCUQUER	194.195	67.389	67.389	67.389	67.389
TENO	5.631	14	2.307	4.879	891
VINALES_1	160.406	55.583	55.432	48.766	63.639
VINALES_3	87.920	29.369	36.354	33.144	22.060
ABANICO	0	0	0	0	0
CHACAYES	0	0	0	0	0
CELCO_1	82.646	28.913	28.667	25.218	32.193
CELCO_2	706	306	312	236	92
PROVIDENCIA	176.570	60.274	54.916	51.959	80.540
SAN IGNACIO	1.828.269	651.643	632.356	600.287	651.643



• Valor presente de los Pagos y proporción respecto al VASTX

Central	VP al 2013 (USD)	Pago de Generadores (USD)			
		2015	2016	2017	2018
CEMENTOS_BIOBIO_DIE	4.445	605	2.066	2.512	1.091
NUEVA_ALDEA_1	0	0	0	0	0
VINALES_2	231.476	82.427	83.347	74.210	80.603
SAN_ANDRES	546.442	207.023	207.023	207.023	126.278
CONFLUENCIA	2.249.209	842.543	842.543	842.543	554.673
EL_PASO	827.508	310.535	310.535	310.535	202.053
LA_HIGUERA	2.225.057	800.210	800.210	800.210	669.913
ITATA	95.866	23.398	37.235	37.235	37.235
YUNGAY_2	0	0	0	0	0
YUNGAY_4_CC	0	0	0	0	0
DESECHOS_VIII_1	198.353	0	0	185.530	115.367
PETROPOW_1	775.474	283.736	283.736	251.398	251.398
EOLICA_NEGRETE_CUEL	0	0	0	0	0
RENAICO	340.751	134.325	111.781	111.781	111.781
PICOIQUEN	987.820	409.003	340.359	319.662	283.049
BOCAMINA_02	0	0	0	0	0
LAJA-EVE	34.949	10.948	12.602	12.602	12.602
ARAUCO_1	375.951	117.931	68.052	214.866	129.811
MASISA	35.873	2.735	16.892	16.211	15.862
TG_CORONEL_DIE	6.836	819	832	4.729	3.711
CHOLGUAN_1	33.130	2.611	15.073	14.901	15.252
ARAUCO_2	229.166	30.588	30.525	182.087	91.130
BOCAMINA	1.874.637	695.960	658.231	653.369	577.634
Total	15.213.118	5.394.088	5.250.209	5.620.484	4.786.062
VASTX	706.295.343	240.263.000	244.076.000	245.977.000	251.799.000
Pago c.r.a. VASTX	2,15%	2,25%	2,15%	2,28%	1,90%



Contenidos de la Presentación

- Objetivos del Estudio
- Visión General del Estudio
- Descripción General del Sistema
- Costos unitarios de componentes y su estructura base (anualidad)
- COMA
- Adaptación del Sistema
- Plan de Expansión a 10 años
- Valorización Resultante
- Uso del Sistema realizado por Centrales Generadoras
- **Fórmulas de indexación**
- Base de Datos



Propuesta de Fórmulas de Indexación

Metodología

Las fórmulas de indexación se diseñaron tomando en consideración los **pesos relativos de las partidas de costos** de la determinación del AVI y COMA, para cuyas partidas se agruparon los costos anuales en componente importados y componentes que se rigen por el mercado nacional, considerando la alta correlación que existe entre estas partidas y sus respectivos indicadores económicos.

$$Coef_1 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + Coef_2 \times \frac{CPI_t}{CPI_0} \times \frac{D_0}{D_t}$$

- CPI (Consumer Price Index (USA))
- IPC (Índice de Precios al Consumidor)
- D (Dólar Observado)



Fórmulas de Indexación

Resultados

➤ Composición Polinomio AVI

COEFICIENTE	FACTOR	PONDERADOR
Coef ₁	IPC	56,5%
Coef ₂	CPI	43,5%

➤ Composición Polinomio COMA

COEFICIENTE	FACTOR	PONDERADOR
Coef ₁	IPC	75,9%
Coef ₂	CPI	24,1%

➤ Composición Polinomio VASTx

COEFICIENTE	FACTOR	PONDERADOR
Coef ₁	IPC	60,62%
Coef ₂	CPI	39,38%

➤ Composición Polinomio Pago Generadores

COEFICIENTE	FACTOR	PONDERADOR
Coef ₁	IPC	60,62%
Coef ₂	CPI	39,38%



Base de datos Relacional

Información Solicitada por la Autoridad

- Datos reales de las Instalaciones del Sistema de Sub-Transmisión (STx) para Valorización, Geo-Referenciación y Conectividad Eléctrica.
- Datos Modelados para Costos de Mantenimiento, Operación y Administración de las Instalaciones y recursos relacionados.
- Almacenar los datos en una Base de Datos Relacional por Sistema.
- Obligación de llenado de la BD es del Consultor. En este proceso, las empresas no están obligadas a entregar sus BD en formato CNE.
- Estandarizar, Normalizar la Información y lograr reproducir los resultados para cada Sistema de Sub-Transmisión.



Base de datos Relacional

Características del entregable BD relacional

- Conectividad Completa de las Instalaciones.
- Alto Nivel de Detalle de las Instalaciones.
- El Cumplir estos objetivos requirió un proceso complejo asociada a una gran cantidad de Recursos de Personal (HH) con Especialización tanto del área del Negocio de STx y del área Informática.
- La complejidad del proceso del llenado de datos define una forma de trabajo de tipo iterativo incremental para lograr la consistencia de la Valorización, Conectividad Eléctrica y la pertenencia de las instalaciones.
- Se recibió información de las empresas con formato y cobertura diversa y distinta a la solicitada por la CNE.



Base de datos Relacional

Conclusiones y Recomendaciones

- Dada la magnitud del trabajo en equipo de las personas de Negocio y de Informática de las Empresas Propietarias y de las Empresas Consultoras, es recomendable dar continuidad al sistema más allá del periodo de ejecución del Estudio de STx.
- La realización de este estudio ha requerido una intensa participación por cada uno de los actores participantes, en particular el consultor debió realizar acciones que permitieran cumplir con lo necesario para entregar el estudio de acuerdo con lo solicitado por la autoridad en los tiempos definidos por las bases.
- Finalmente, sugerimos que la base de datos debe ser periódicamente revisada por cada uno de los actores, para el mejoramiento continuo de la calidad de la información en el tiempo.



Comentarios Finales

DIFICULTADES Y CORRECCIONES

- El desarrollo del estudio demandó una gran dedicación de tiempo formateo y llenado de la base de datos que forma parte integral del presente estudio de Subtransmisión.
- Con motivo de lo anterior, y como fuera señalado en el Informe final entregado a la CNE, no fue posible efectuar una revisión exhaustiva de todas las partidas que componen en VI.
- A la fecha, GTD realizó un último chequeo de la información entregada a la CNE, donde se detectaron algunos errores, los cuales fueron corregidos e implican una disminución del VI entregado.
- Cabe señalar que la nueva valorización realizada, se encuentra en poder de GTD, y disponible para ser entregada a la Comisión si ésta la requiere.



FIN PRESENTACIÓN

ESTUDIO DETERMINACION DEL VASTX DEL SISTEMA

ST_x E

PROCESO TARIFARIO 2015-2018

AUDIENCIA PÚBLICA



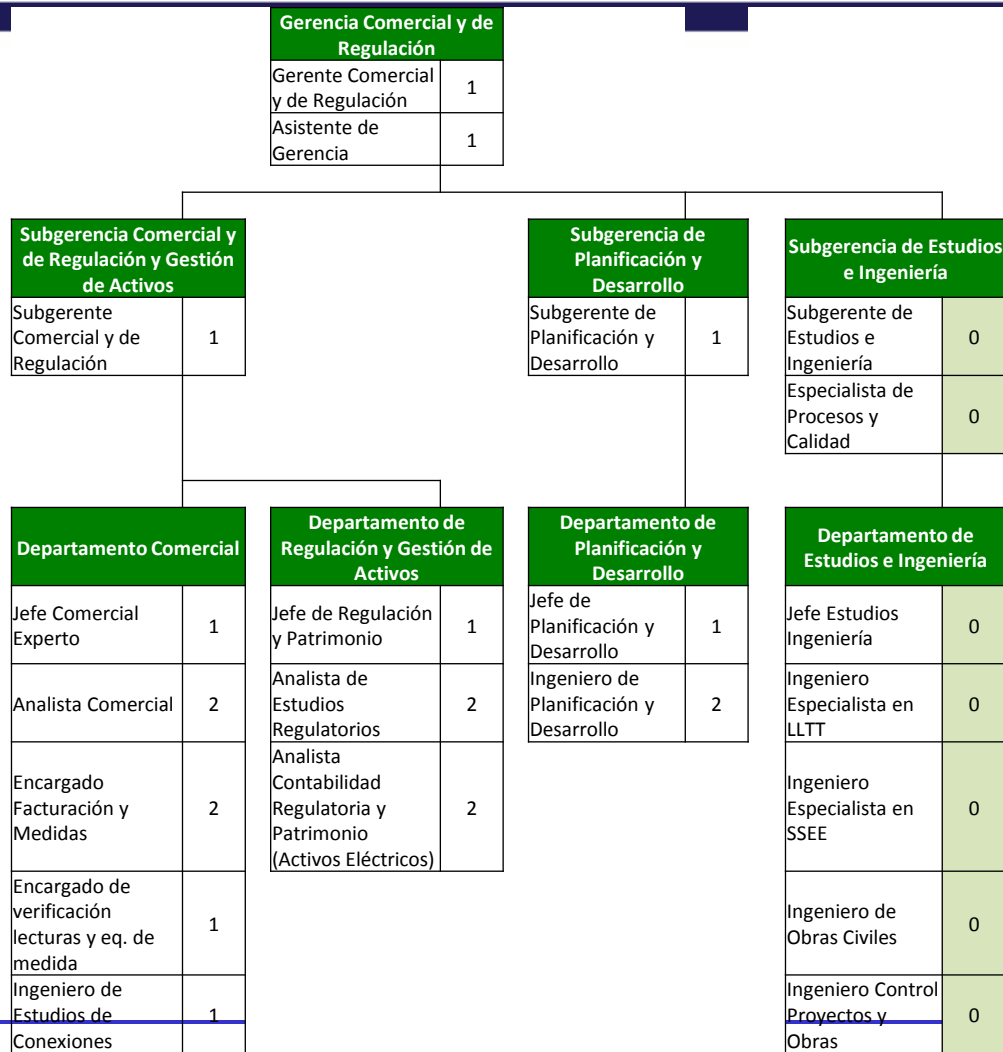
Resultados: Organigrama Gerencia General de la Empresa Eficiente, Año base 2013

Gerencia General							
Gerente General	1						
Asistente del Directorio	1						
Asistente de Gerencia General	1						
Asuntos Corporativos (RR.PP, RSE, MA)				Asesoría Legal			
Subgerente de Asuntos Corporativos	1			Jefe de Asesoría Legal	1		
Relacionador Público	1			Abogado	3		
Especialista Control Ambiental	2			Procurador	1		
Asistente en Temas Corporativos y Comunitarios	2			Asistente Legal	1		
Planificación y Control de Gestión Estratégica				Auditoría Interna			
Subgerente de Planificación Estratégica	1			Jefe de Auditoría	1		
Analista Planificación - Control Gestión	2			Auditor	1		
				Seguridad			
				Jefe de Seguridad	1		
				Analista de Seguridad	1		
						Propios 22	
						Externos 0	





• **Resultados: Organigrama Gerencia Comercial y de Regulación de la Empresa Eficiente, Año base 2013**

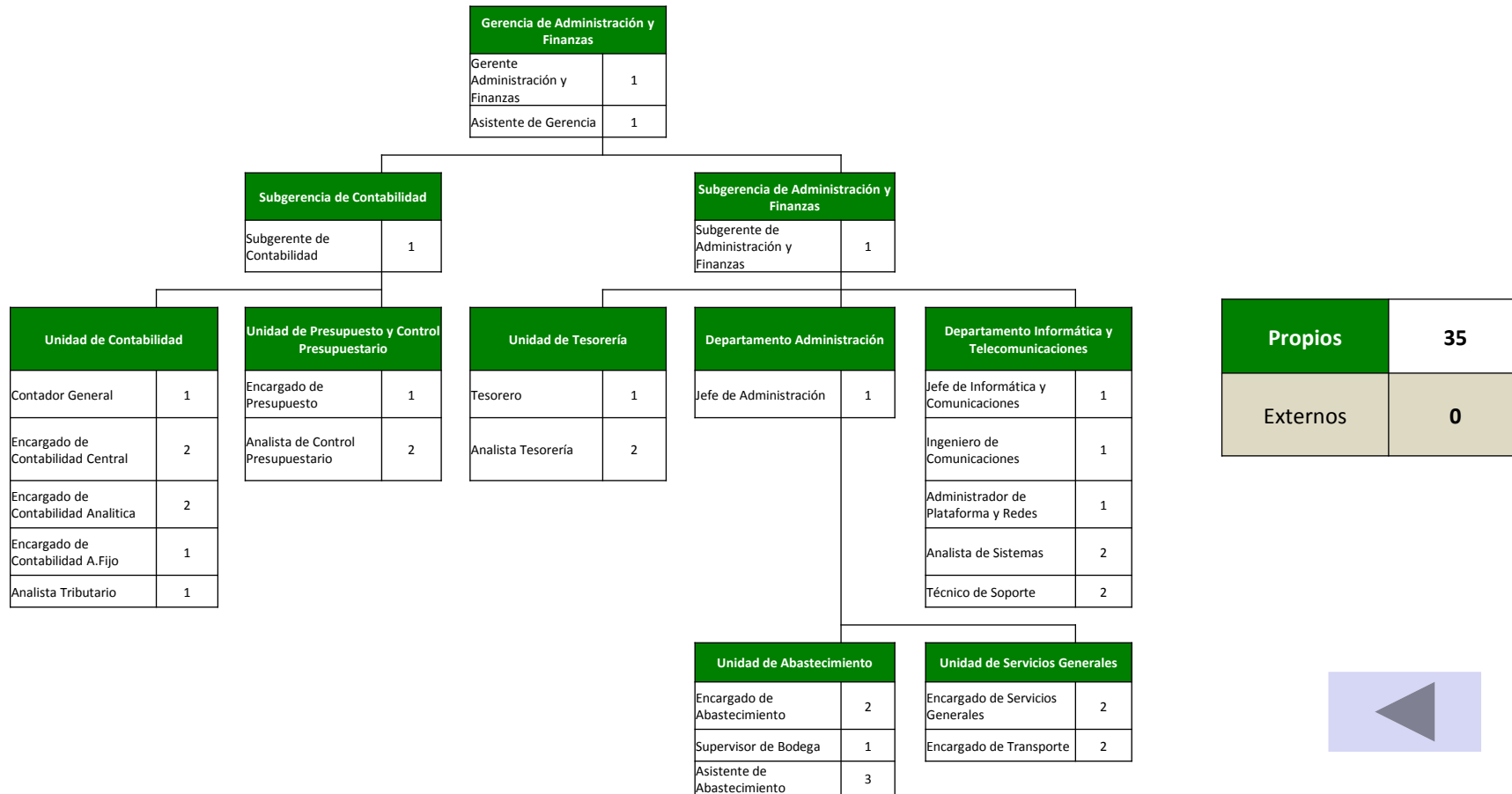


Propios	19
Externos	0



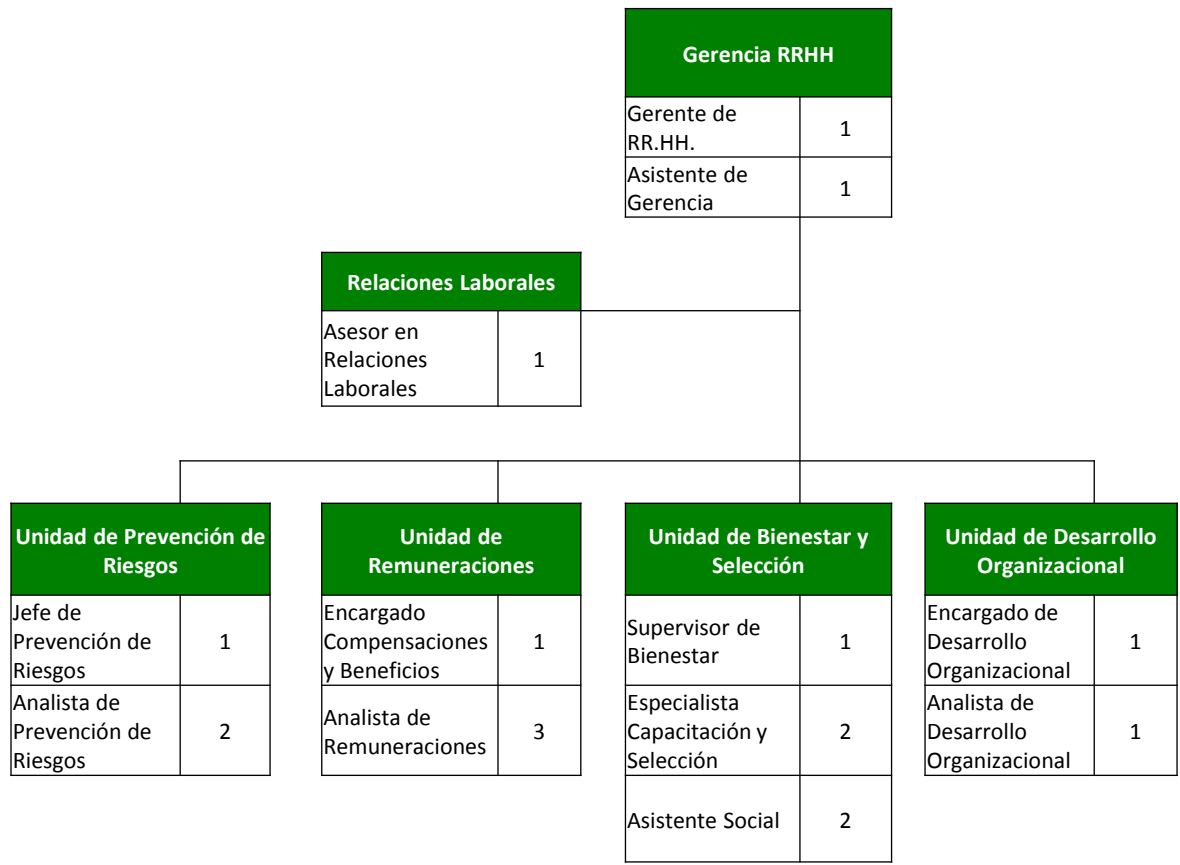


• **Resultados: Organigrama Gerencia Administración y Finanzas de la Empresa Eficiente, Año base 2013**





• **Resultados: Organigrama Gerencia RRHH de la Empresa Eficiente, Año base 2013**



Propios	17
Externos	0





COM&A

- **Resultados: Encuestas analizadas**

Características	PcW	E&Y
Nº Empresas	135	75
Nª cargos	656	776
Segmentación en tamaño empresa	Si	Si
Nª Empresas de Servicio	8	3

