



# ESTUDIO DETERMINACION DEL VAST<sub>x</sub> DEL SISTEMA DE ST<sub>x</sub> F

PROCESO TARIFARIO 2015-2018

AUDIENCIA PÚBLICA

Enero 16, 2015

1



## 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, mediante la cual son aprobadas las Bases Definitivas para el desarrollo de estos Estudios, sus 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

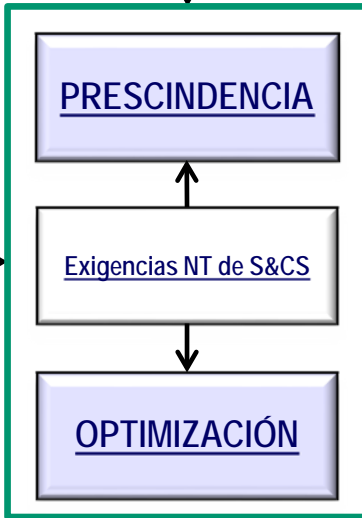
- Listado de instalaciones eléctricas (líneas y subestaciones) calificadas como de Subtransmisión mediante D.E. N°163 del 8 de mayo de 2014, publicado en el Diario Oficial del 14 de mayo siguiente;
- La Proyección de demanda de potencia período 2014-2023, las Centrales en operación y en construcción 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 2013-2023, corresponde a aquella que fue informada por la CNE mediante carta N° 170, del 03 de junio de 2014.



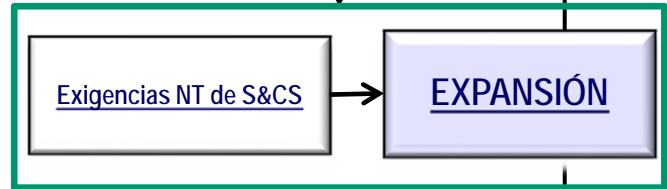
## Visión General del Estudio – Flujoograma del Estudio

**DEMANDA**  
• Estudio Consultor  
• Demanda CNE

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



**VI OPTIMIZADO**



• **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
Regulados	2.357,07	0,3719
Libres (No Regulados)	63,61	0,0089

### Tasa de crecimiento Anual de Energía

Tipo Clientes	2010	2011	2012	2013
Regulados	2,47%	5,87%	7,55%	7,25%
Libres (No Regulados)	2,10%	-2,21%	2,01%	-4,87%



# Descripción del Sistema

## A.2 Características de las instalaciones de Subtransmisión Existentes

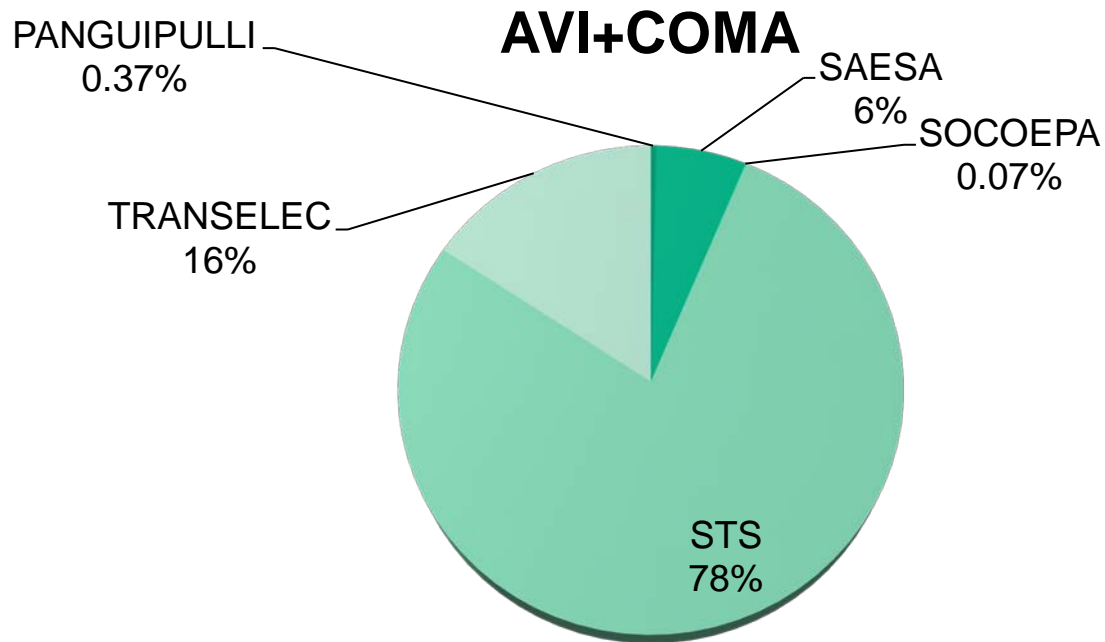
PROPIETARIO		CANT. TRAMOS POR NIVEL DE TENSIÓN (kV)			TOTAL GENERAL
Código	Nombre	66	110	220	
P_032	TRANSELEC S.A.	2		2	4
P_100	STS	38	4	9	51
P_122	SAESA		22	2	24
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>40</b>	<b>26</b>	<b>13</b>	<b>79</b>

PROPIETARIO		CANT. TIPO INSTALACIÓN				TOTAL GENERAL
Código	Nombre	Transf.	Paño LT	Paño No LT	Equip. Comp	
P_032	TRANSELEC S.A.	0	4	0	0	4
P_053	SOCOEPA	1	0	0	0	1
P_100	STS	50	80	290	27	447
P_118	PANGUIPULLI S.A.	1	0	0	0	1
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>52</b>	<b>84</b>	<b>290</b>	<b>27</b>	<b>453</b>



## Descripción del Sistema

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





# Descripción del Sistema

- Centrales Generadoras**

Existe un total de 36 centrales conectadas directamente a las instalaciones del sistema de STx en estudio, que según su tipo, son:

Tipo	Categoría		
	Convencional	PMGD	Total
Hidro de Pasada	4	12	16
Térmica	6	14	20
<b>TOTAL</b>	<b>10</b>	<b>26</b>	<b>36</b>
Capacidad (MW)	268,6	49,5	318,1



# Descripción del Sistema

## • Centrales Generadoras

Central	Punto Conexión	Capacidad Instalada MW	Combustible	PMGD
Los Corrales	Alimentador Pilmaiquen - Mantihue 23 kV	0,8	Hidráulica Pasada	Sí
Los Corrales 2	Alimentador Pilmaiquen - Mantihue 23 kV	1,0	Hidráulica Pasada	Sí
La Arena	Alimentador Antihual 23 kV	3,0	Hidráulica Pasada	Sí
Reca	Alimentador Panguipulli	1,7	Hidráulica Pasada	Sí
Doña Hilda	S/E Pichirropulli 23 kV	0,4	Hidráulica Pasada	Sí
Pehui	Alimentador Pilmaiquen - Mantihue 23 kV	1,1	Hidráulica Pasada	Sí
Don Walterio	Alimentador Pilmaiquen Rucatayo	2,9	Hidráulica Pasada	Sí
Muchi	Alimentador Pichirropulli - Futrono 23 kV	1,0	Hidráulica Pasada	Sí
Ensenada	Alimentador Puerto Rosales	1,2	Hidráulica Pasada	Sí
El Arrayan	Alimentador Pilmaiquén	0,2	Hidráulica Pasada	Sí
Contra	Alimentador N°1 Sur (Cooprel)	0,3	Hidráulica Pasada	Sí
Dongo	S/E Central El Dongo	6,0	Hidráulica Pasada	Sí
Skretting	S/E Colaco	2,7	Térmica Convencional	Sí
Biomar	S/E Colaco 23KV	2,4	Térmica Convencional	Sí
Danisco	S/E Colaco 23KV	0,8	Térmica Convencional	Sí
Lousiana Pacific	S/E Panguipulli 23KV	2,9	Térmica Convencional	Sí
MultiExport I	S/E Melipulli 23KV	0,8	Térmica Convencional	Sí
MultiExport II	S/E Melipulli 23KV	1,6	Térmica Convencional	Sí
Salmofood I	S/E Osorno 23 kV	1,6	Térmica Convencional	Sí
Salmofood II	S/E Osorno 23 kV	1,6	Térmica Convencional	Sí
Skretting Osorno	S/E Osorno 23KV	3,0	Térmica Convencional	Sí
Watt	S/E Osorno 23KV	0,8	Térmica Convencional	Sí
Ancud	S/E Ancud 23KV	3,3	Térmica Convencional	Sí
Polincay	S/E La Union 23KV	2,4	Térmica Convencional	Sí
Quellon_01	S/E Quellón	5,2	Térmica Convencional	Sí
Southern	S/E Los Negros 13KV	0,8	Térmica Convencional	Sí



# Descripción del Sistema

- Centrales Generadoras**

Central	Punto Conexión	Capacidad Instalada MW	Combustible	PMGD
Calle-Calle	S/E Central Calle Calle	13,0	Petróleo Diesel	No
Chuyaca	S/E Central Chuyaca	10,5	Petróleo Diesel	No
Degañ	S/E Degañ	36,0	Petróleo Diesel	No
Quellon 02	S/E Quellón	6,0	Petróleo Diesel	No
Trapen	S/E Molinos (ENLASA)	81,0	Petróleo Diesel	No
Chiloé	S/E Quellón	9,0	Petróleo Diesel	No
Pullinque	S/E Pullinque	51,2	Hidráulica Pasada	No
Pilmaiquén	S/E Pilmaiquén	40,7	Hidráulica Pasada	No
Capullo	S/E Capullo 13.8kV	11,8	Hidráulica Pasada	No
Pulelfu	Antillanca 66 kV	9,4	Hidráulica Pasada	No



# 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
Los Corrales	6.403	91,4%	79,3%	40,5%	2,4%
Los Corrales 2	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
La Arena	13.875	52,8%	47,5%	6,9%	0,0%
Reca	5.368	36,0%	46,9%	0,0%	0,0%
Doña Hilda	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Pehui	6.855	71,1%	61,4%	67,4%	73,8%
Don Walterio	14.877	58,6%	0,0%	0,0%	0,0%
Muchi	3.159	36,1%	21,9%	7,1%	0,0%
Ensenada	2.795	26,6%	0,0%	0,0%	0,0%
El Arrayan	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Contra	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Dongo	16.153	30,7%	36,3%	29,5%	0,0%
Skretting	17	0,1%	0,8%	0,4%	0,5%
Biomar	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Danisco	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Lousiana Pacific	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
MultiExport I	1	0,0%	0,0%	1,7%	0,0%
MultiExport II	13	0,1%	0,0%	1,5%	0,0%

Central	Generacion Bruta 2013	F. Planta 2013	F. Planta 2012	F. Planta 2011	F. Planta 2010
Salmofood I	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Salmofood II	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%
Skretting Osorno	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Watt	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Ancud	0	0,0%	0,0%	6,6%	2,9%
Polincay	0	0,0%	1,7%	0,0%	0,0%
Quellon_01	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Southern	1	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%
Calle-Calle	8.926	7,8%	10,1%	15,0%	0,0%
Chuyaca	2.506	2,7%	6,6%	20,5%	5,9%
Degañ	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Quellon 02	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Trapen	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Chiloé	1.115	1,4%	9,7%	6,3%	0,0%
Pullinque	199.814	44,6%	41,4%	44,3%	46,8%
Pilmaiquén	270.581	75,9%	67,3%	67,6%	73,8%
Capullo	66.612	64,2%	65,6%	67,8%	70,1%
Pulelfu	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%





## Descripción del Sistema

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

- S/E Valdivia, hacia sistema troncal
- S/E Rahue, hacia sistema troncal
- S/E Osorno, hacia sistema adicional
- S/E Pilmaiquén, hacia sistema adicional
- S/E Puerto Montt, hacia sistema troncal
- S/E Pullinque, hacia 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

## Costos Unitarios

Material con mayor presencia	Valor 2014	Valor 2010	Variación	% VI
Perfiles	2.33	3.79	-38%	8.9%
CU 2/0 AWG	5.20	5.46	-5%	3.6%
Perfiles	4.44	3.79	17%	3.1%
CU 2 AWG	2.60	2.72	-5%	2.8%
POSTE C.A. 11,5 Mts. 1000 Kg. Ruptura	305.98	236.96	29%	2.0%
INTERRUPTOR 23 KV 125 VCC	29,533.20	32,854.49	-10%	1.8%
GABINETE DE CONTROL, PROTECCIÓN Y MEDIDA	17,025.00	8,450.00	101%	1.6%
Sistema de protección digital	10,000.00	9,100.00	10%	1.6%
POSTE H.A. 15 Mts. 1300 Kg. Ruptura	695.06	690.92	1%	1.6%
CU 1/0 AWG	4.10	4.32	-5%	1.5%



# 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
- Fue soportado por un estudio realizado por ALV Consultores

Ítem	Superficie	Total US\$	USD/m <sup>2</sup>
Subestación Chiloé	54,332	24,000	0.44
Melipulli 220->Chiloé 220	458,000	1,897,779	4.14

Ítem	Superficie	Total US\$	USD/m <sup>2</sup>
Terreno	3,838,688	308,673	0.08
Servidumbre	23,311,131	22,089,140	0.95



# 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 subgerencia de Estudios e Ingeniería, 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	7,36%	0,59%	4,81%	4,81%
Bodega	0,27%	1,27%	0,00%	0,00%
Ingeniería	10,27%	7,19%	3,21%	3,21%
Gastos Generales	4,52%	6,40%	6,40%	6,40%
Intereses Intercalarios	10,20%	7,31%	4,35%	4,35%



# Costos Unitarios de Componentes y estructura base

## Determinación de Costos de Montaje

### ➤ Criterios generales

- Basado en proyectos reales (26)
- Modelo 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	Empateado 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_Alim
4	Panos_Alim_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)

## Modelos Líneas

Modelo	Tensión [kV]	Longitud [km]	Tipo	Mo/km [USD]
Modelo_7	44	18.24	Torre	<b>116,717</b>
Modelo_8	44	5.60	Torre	<b>126,295</b>
Modelo_9	44	6.35	Postes	<b>94,685</b>
Modelo_17	66	77.40	Torre	<b>74,421</b>
Modelo_6	110	5.24	Torre	<b>138,147</b>
Modelo_10	154	7.90	Postes	<b>115,022</b>
Modelo_11	154	84.20	Torre	<b>77,132</b>

## Modelos SS/EE

Modelo	Tension [kV]	Trafos		Cantidad Paños	Total Mo [USD]
		Cant	[MVA]		
Modelo_2	110	-	-	2	<b>490,063</b>
Modelo_3	110-12	3	25	16	<b>1,891,221</b>
Modelo_8	154-66-13.8	4	1 X 261 1 x 56 2 x 30	22	<b>6,259,075</b>
Modelo_9	66-23-13.8	2	1 x 30 1 x 5	14	<b>1,423,257</b>
Modelo_10	110-23	1	16	6	<b>587,207</b>
Modelo_11	220-66-23-13.8	4	2 x 60 2 x 30	20	<b>3,046,050</b>



# Costos Unitarios de Componentes y estructura base

## Determinación de Costos de Montaje

### ➤ Observaciones a Montaje en base de datos SQL

- 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	39,900,719	76,877,389	193%	38%	161%
Subestación	86,304,795	51,836,619	60%	12%	38%

Montaje Líneas por kilómetro		
Característica	Estudio Mercado [USD/km]	STx [USD/km]
Menor 10 km	91,894	42,233
Mayor 10 km	62,708	72,299





# Costos Unitarios de Componentes y estructura base

## Determinación de Bienes Intangibles

Concepto	Item	USD
Contratación inicial de personal	Reclutamiento y selección de personal	666,191
	Elaboración de contratos laborales	6,592
Estudios Previos	Otros Estudios y Procesos de Puesta en Marcha	528,851
	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)	150,005
	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	606,975
	Capacitación	362,994
	Certificación ISO 9000 y 14000	279,572
	Contraparte Interna o usuario lógico en la nueva organización	252,262
	Imagen Corporativa	188,734
	Calculo y Pago de Remuneraciones primeros meses de operación y Procesos de licitación de bienes y/o servicios	50,824
<b>Total</b>		<b>3,843,149</b>



# Costos Unitarios de Componentes y estructura base

## Determinación de Capital de Explotación

Año	Capital Explotación MUSD
2013	2,881
2014	2,894
2015	2,941
2016	2,954
2017	2,962
2018	2,971
2019	2,981
2020	2,989
2021	3,003
2022	3,003
2023	3,006



# 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
4,336,863	1.19%



## 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

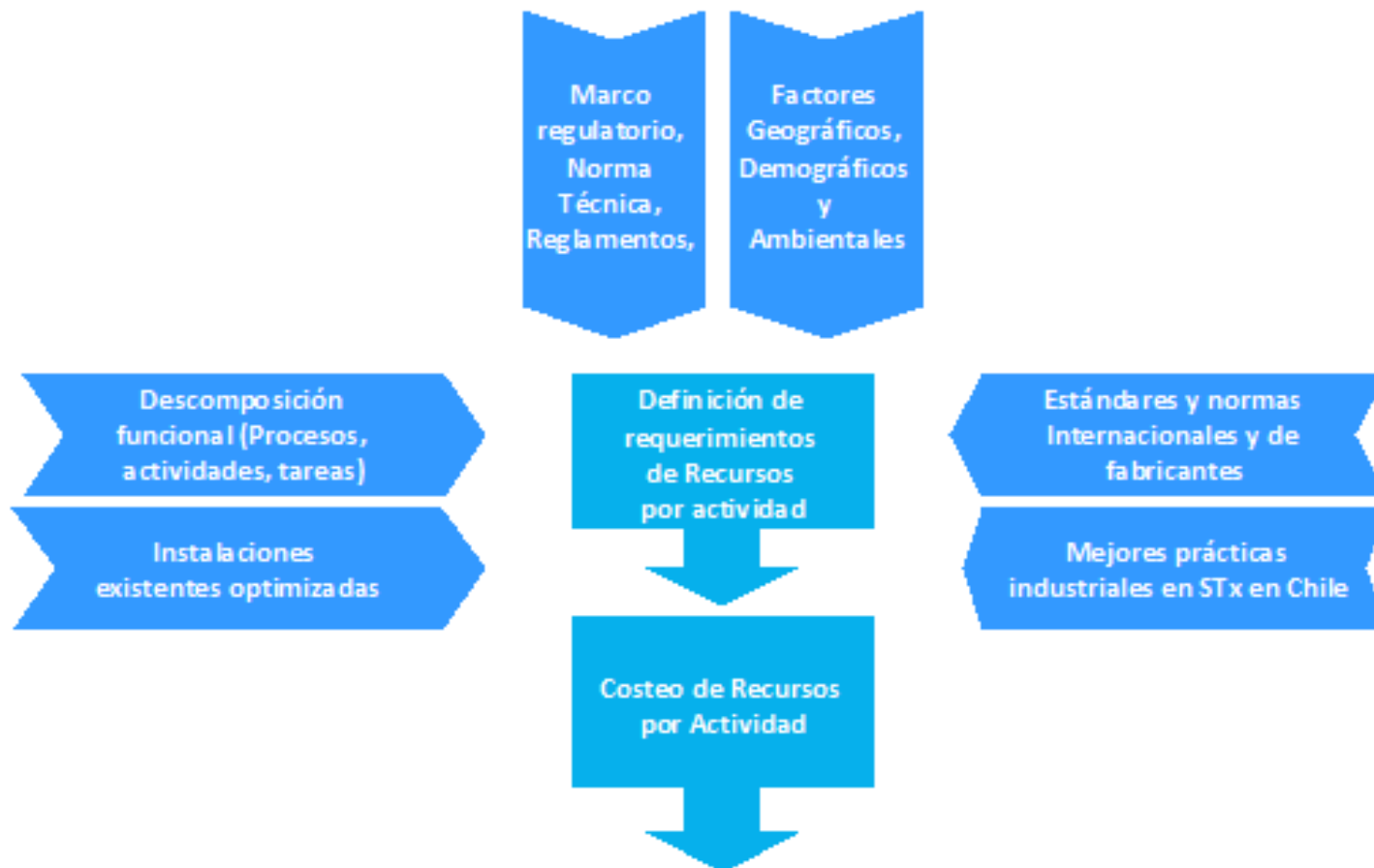
### • Metodología: Aspectos Generales

- **Diseño de la Empresa eficiente** de Subtransmisión que atiende al Sistema de STx en estudio.
- **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 Sistema de STx en estudio.

#### ➤ 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.





# COM&A


## • Metodología: Clasificación de partidas de Costo

Clasificación Gasto	Nombre Gastos	Descripción
Recursos Humanos	Remuneraciones, Indemnizaciones, Bonos Turno, Seguros Legales, Sobre tiempo.	Estimación requerimiento personal, Homologación de cargos y renta de mercado. Aplicación de normativa legal para Indemnización, Bonos, Seguros y Sobre tiempo.
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 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.	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 Asesorías 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 Mediana, Estadígrafo, Percentil promedio ponderado. Nº Cargos PwC 656.
- Adicionalmente se evaluó con la encuesta Ernst&Young, resultando un 9% mayor el costo de la remuneración de la empresa modelo. 



## COM&A

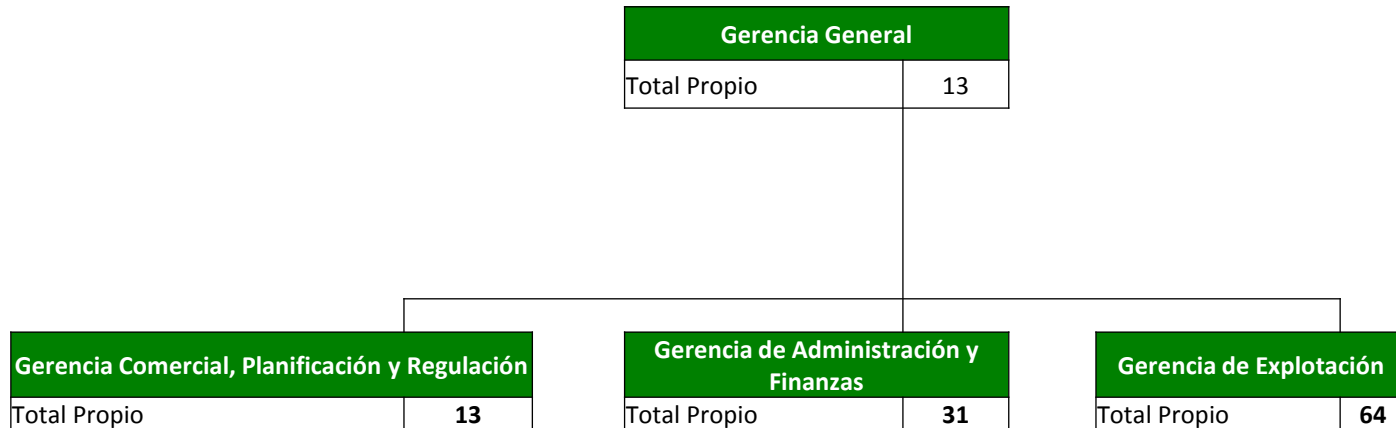
- **Resultados: Evaluación económica de alternativas**

- 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.

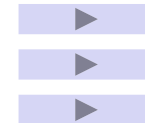


# COM&A

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



RESUMEN	
Área Organizacional	Nº Personas
Gerencia General	13
Gerencia Comercial y de Regulación	13
Gerencia Administración y Finanzas	31
Gerencia de Explotación	64
<b>Subtotal Propio</b>	<b>121</b>





• **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	9

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

Departamento de GIS	
Encargado de GIS	1
Técnico GIS	1

Departamento de SSEE, Protecciones y Medidas	
Jefe Mantenimiento SSEE	1
Ingeniero de Planificación Mantenimiento	1
Ingeniero de Protecciones y Control	1
Especialista Protecciones	1

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

<b>Propios</b>	<b>64,0</b>
<b>Externos</b>	<b>64,2</b>

Zona 1: P. Montt	
M&O Propios	9
Mantenimiento Externos	29,9
Guardias Móviles	2
Celadores	1

Zona 2: Valdivia	
M&O Propios	8
Mantenimiento Externos	23,5
Guardias Móviles	2
Celadores	0

Zona 3: Castro	
M&O Propios	8
Mantenimiento Externos	10,7
Guardias Móviles	4
Celadores	0



## 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	1,2	1 Electromecánico II y 1 camioneta
Lavado Aislación	1 vez al año, al 50% de los aisladores (56% de la línea se encuentra en zona costa)	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 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, 21% del largo de la línea en zona forestal	30	1 Trabajador semi-calificado (Jefe), 4 Trabajador semi-calificado, 1 Furgón, 1 Camión capacho 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
Roce	1 vez al año, 21% del largo de las líneas en zona forestal	2,3	1 Trabajador semi-calificado (Jefe), 8 Trabajador semi-calificado, 1 Furgón y 1 Camión carga

(\*) : Para una tensión de 66 kv



# COM&A

## • Estándares de Dimensionamiento: Costos de Mantenimiento

### ➤ Actividades de Mantenimiento de SSEE, Protecciones y Telec.

Principales Actividades de SSEE, Protecciones y Telecomunicaciones	Frecuencia	Duración (hrs) (*)	Composición cuadrilla
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 y 1 Camioneta
Medida de resistencia de contactos	1 vez al año, al 33% de los interruptores	1,5	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	34,64	786.697,08	20,57	1.026.555,37	1.813.252,46
SSEE	26,32	832.392,47	15,72	631.776,00	1.464.169,05
Protecciones	1,36	51.342,96	0,68	16.203,40	67.546,00
Telecomunicaciones	1,85	145.632,41	0,92	21.979,66	167.612,07
<b>Total</b>	<b>64,17</b>	<b>1.816.064,92</b>	<b>37,9</b>	<b>1.696.515,00</b>	<b>3.512.579,93</b>



# COM&A

## • Resultados Totales COMA según Clasificación de Costos

Clasificación Gasto	Nombre Gastos	Gasto Total (MUSD)	Observación
Recursos Humanos	Remuneraciones,	7.101	
	Indemnizaciones, Bonos Turno, Seguros Legales, Sobre tiempo.	571	
Gastos Generales Personal	Capacitación, Viajes, Accesorios y Herramientas y Vestuario.	111	
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.	5.443	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.	685	Oficinas como inversión a BMI.
Gastos Generales Bienes Muebles	Servicio Mantenimiento TI Software , Consumo telefónico, Servicios de Mantenimiento TI Hardware , Materiales de oficina.	335	TI como inversión a BMI.
Gastos Vehículos	Arriendo, Combustible, Peajes y Equipamiento de Vehículos.	394	Vehículos arrendados. No incluye los de Mantenimiento.
Servicios de Terceros y Asesorías No Operacional	Asesorías y Estudios.	462	
	Aportes a Comisión Expertos y CDEC	250	
Costos Institucionales	Patentes comerciales, Dietas del directorio, Seguros Instalaciones Eléctricas, Gastos de impresión y reproducción, Otros gastos generales, Gastos de representación, Seguros Bienes Inmuebles.	1.932	
Total general (MUSD)		17.285	



## COM&A

- Resultados Totales COMA según Asignación de Costos**

ÍTEM	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Administración	5.378	5.378	5.427	5.427	5.428	5.428
Operación	5.227	5.236	5.257	5.265	5.268	5.273
Mantenición	6.680	6.751	6.960	7.031	7.078	7.126
<b>Total MUSD/año</b>	<b>17.285</b>	<b>17.366</b>	<b>17.644</b>	<b>17.724</b>	<b>17.774</b>	<b>17.827</b>



## 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

Elemento	Valor Inicial [MVA]
Flujos Líneas	1,717.47
Flujos Transformadores	708.94
Capacidad Líneas	6,484.92
Capacidad Transformadores	1,310.20

Elemento	Valor Inicial [%]	Total [%]
Nivel Uso Líneas	26.48%	31.13%
Nivel Uso Transformadores	54.11%	





# 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.

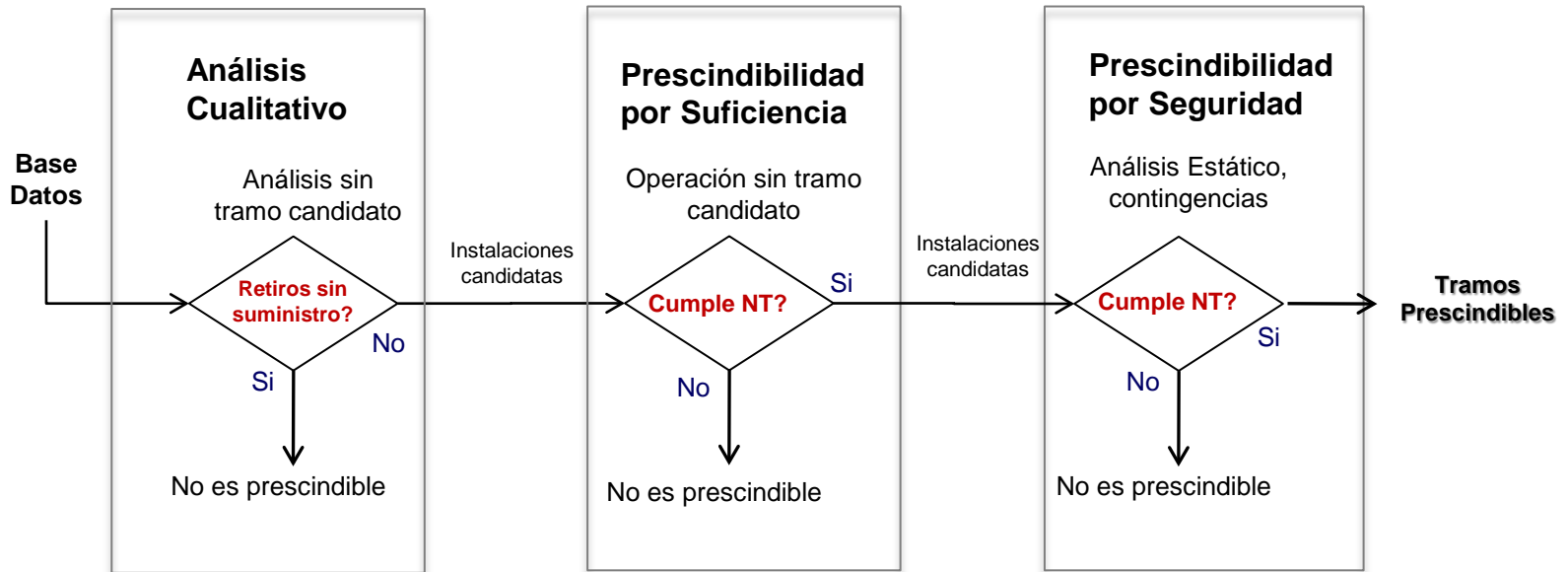
**Prescindibilidad por Seguridad:** consiste en simular **contingencias**, con el sistema operando en cada **escenario extremo de generación-demanda**, y se verifica si **la tensión y el nivel de utilización** se mantienen dentro de los rangos exigidos por la NT de SyCS. Los tramos, que al estar fuera 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 Eliminadas

CÓDIGO	NOMBRE CNE	TIPO
S/E_SIC_391	La Unión 1 023->La Unión 13.8	Transformador Distribución Primaria
S/E_SIC_396	Osorno 023->Osorno 13.8	Transformador Distribución Primaria
S/E_SIC_390	Frutillar 066->Frutillar 066	Transformador Interconexión
S/I	Melipulli 110->Melipulli Ei1 110	Línea Radial
S/I	Melipulli Ei1 110->Melipulli Ei2 110	Línea Radial
S/I	Melipulli Ei2 110->Melipulli Ei3 110	Línea Radial
S/I	Melipulli Ei3 110->Melipulli Ei4 110	Línea Radial
S/I	Melipulli Ei4 110->Melipulli Ei5 110	Línea Radial
S/I	Melipulli Ei5 110->Colaco 110	Línea Radial



# 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 potencia se disminuya a la mínima necesaria para cumplir con la suficiencia y la NT de SyCS.

#### Criterios:

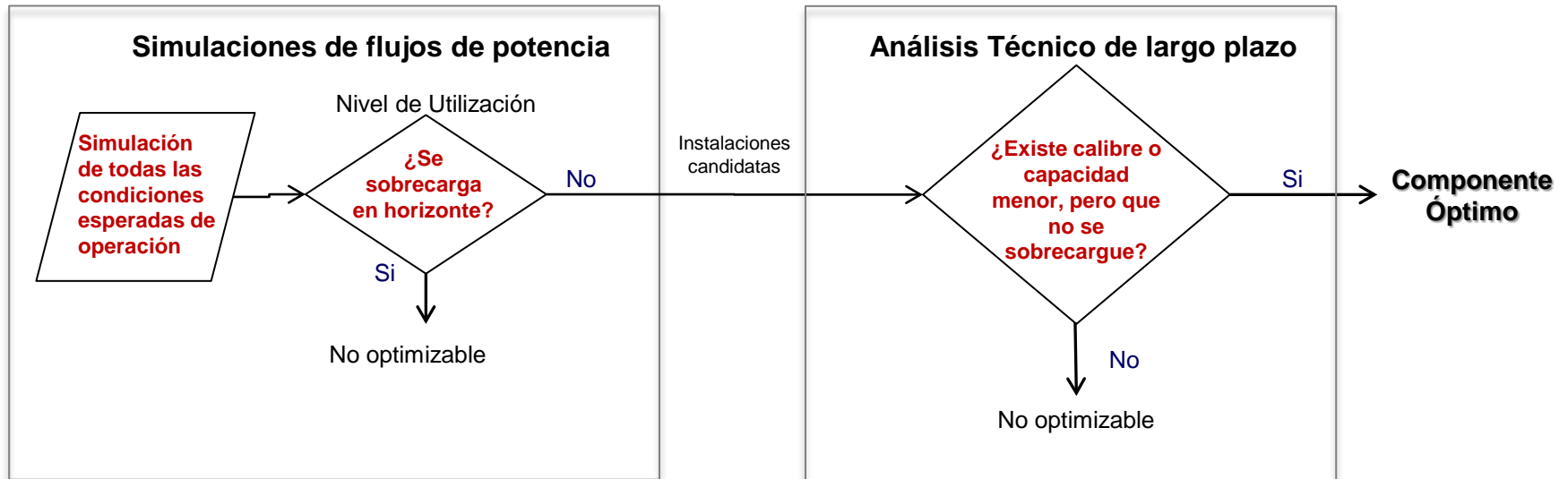
- Obtención de flujos máximos, por año y por instalación, de diversas fuentes:
  - Programa de operación de largo plazo PLP (60 etapas x 51 hidrologías).
  - Digsilent en diversos escenarios (de generación local y demanda) y estados:
    - 6 escenarios (combinatoria de Gx Max y Min - Dem Max, Min y Max Chiloé) en estado normal de operación. Tramos NA y NC de acuerdo a la operación real.
    - 6 escenarios en generación forzada (Gx Max a plena; Gx Min cero).
    - 6 escenarios: Tramos estratégicos NC en operación abierta.
    - 1 escenario de Dem Max-Gen Min, pero en estado de alerta con contingencias en cada línea de doble circuito o anillada (25 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

LÍNEA	LONGITUD (km)	CONDUCTORES		I <sub>NOM</sub> (kA)	
		1-Original	2-Óptimo	I <sub>1</sub>	I <sub>2</sub>
Aihuapi 066->Los Negros 066	28.0	AAAC_ALLIANCE	AAAC_AZUSA	0.347	0.225
Pilauco 066->Ei01 Barro Blanco 066->Pilauco 066	0.4	AAAC_FLINT	AAAC_AMHERST	0.691	0.300
Pilauco 066->Ei01 Pilauco 066->Osorno III 066	1.2	AAAC_CANTON	AAAC_AZUSA	0.467	0.225
Ei01 Pilauco 066->Osorno III 066->Ei02 Pilauco 066->Osorno III 066	5.3	ACSR_PENGUIN	ACSR_PETREL	0.316	0.206
Ei02 Pilauco 066->Osorno III 066->Ei03 Pilauco 066->Osorno III 066	0.1	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Ei03 Pilauco 066->Osorno III 066->Osorno 066	3.2	CU_1/0	CU_2	0.276	0.206
Barro Blanco 066->Ei01 Barro Blanco 066->Purranque I 066	0.4	AAAC_ALLIANCE	AAAC_AZUSA	0.347	0.225
Barro Blanco 066->Ei01 Barro Blanco 066->Purranque II 066	0.4	AAAC_ALLIANCE	AAAC_AZUSA	0.347	0.225
Antillanca 066->Aihuapi 066	12.5	AAAC_CANTON	AAAC_Alliance	0.467	0.347



# Adaptación del Sistema

- **Adaptación técnica**

- **Optimización**

Resultados SSEE:

Transformador	Capacidad (MVA)	
	Original	Optimizado
Aihuapi 066->Aihuapi 13.8	4.0	2.0
Valdivia 066->Valdivia 13.2	30.0	13.5
Barro Blanco 066->Barro Blanco 023	30.0	18.0
Valdivia 066->Valdivia 023	30.0	15.0
Melipulli 066->Melipulli 023	30.0	16.0
Mariquina 220->Mariquina 023	30.0	22.5





# Adaptación del Sistema

## • Alternativas de Expansión

### ➤ Alternativa 1: Expansión Vegetativo

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.

- S/E Seccionadora Pichirropulli
- S/E Nueva Puerto Varas
- S/E Gamboa
- S/E Dalcahue
- S/E Pichil
- S/E Los Tambores
- S/E Trapén
- S/E Nueva Picarte



# 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:
    - 6 escenarios (combinatoria de Gx Max y Min - Dem Max, Min y Max Chiloé) en estado normal de operación. Tramos NA y NC de acuerdo a la operación real.
    - 6 escenarios en generación forzada (Gx Max a plena; Gx Min cero).
    - 6 escenarios: Tramos estratégicos NC en operación abierta.
    - 1 escenario de Dem Max-Gen Min, pero en estado de alerta con contingencias en cada línea de doble circuito o anillada (25 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):

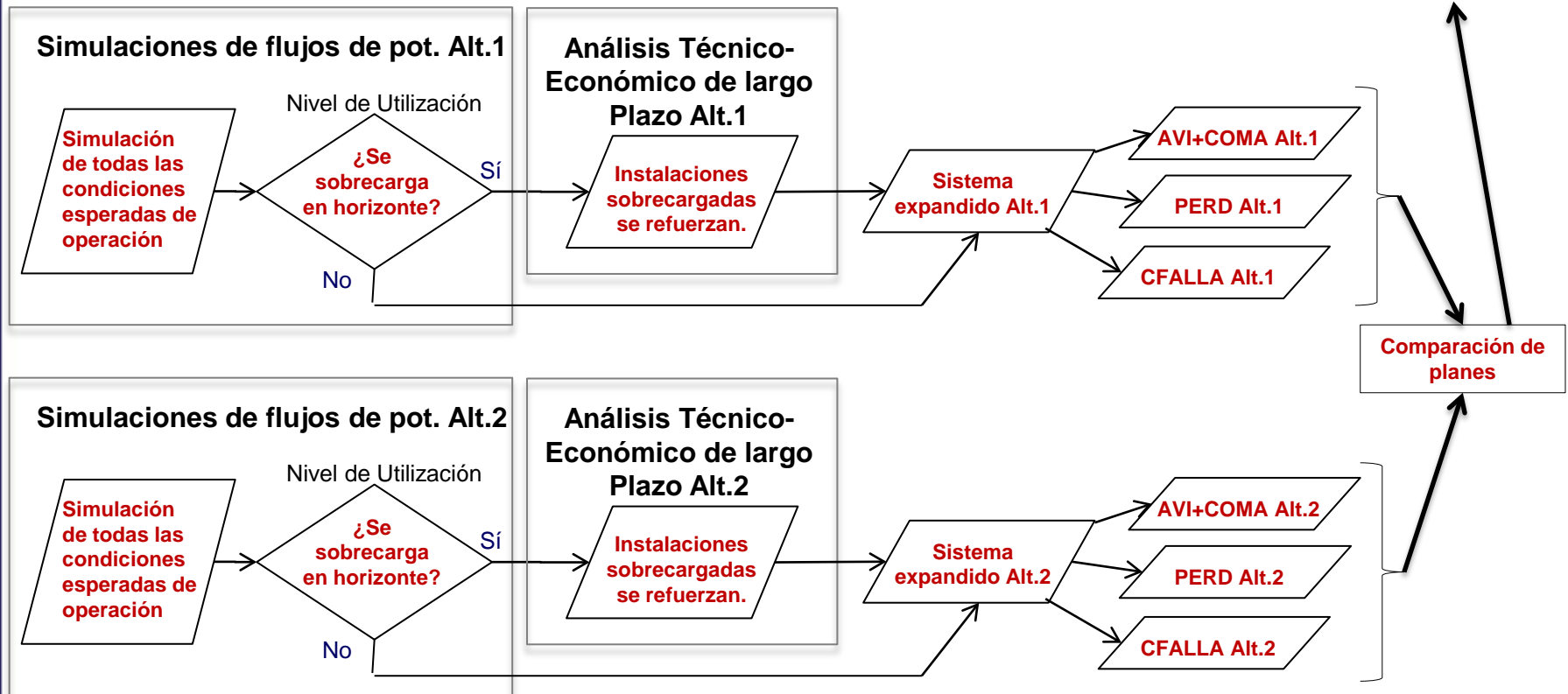
- Para cada alternativa, para cada instalación saturada, análisis técnico-económico de largo plazo que minimiza la suma del AVI+COMA+PERD.
- Una vez determinadas las instalaciones óptimas ***para cada alternativa***, se procede a determinar las diversas componentes de la función objetivo, para todo el 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 1 grupo de compatibilidad G1, para diversos niveles de tensión.

Respaldo unidades móviles							CENSE
Grupo	Caracterización	Cantidad	Ubicación en Ciudad	Respalda a N Trafos	Con Tasa de falla acumulada [fallas/año]	a.V.I. de (Inv+Oper+CENS)	a.V.I.
						[Miles US\$]	[Miles US\$]
G1	110-66/13,2-12 (25MVA)	3	RIO BUENO	21 T	0.2452	1901.1	1548.2
			QUELLON	4 T	0.0624		
			CALBUCO	12 T	0.1563		
Especial	220/115/13.8 (60 MVA)(*)	1	P.MONTT	3 T	0.0459	221.1	0
<b>Total [Miles US\$]</b>						<b>2122.1</b>	<b>1548.2</b>



## Adaptación del Sistema

- **Calidad de servicio y Cumplimiento NT de SyCS**
  - **Seguridad en Líneas sin redundancia de vínculo**
    - ✓ El 29 de agosto de 2014, la Dirección de Operaciones (DO) del Centro de Despacho de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC) ha emitido un documento, para observaciones por parte de los coordinados, denominado “REQUERIMIENTOS DE MEJORAS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA LA OPERACIÓN DEL SIC”
    - ✓ Se analiza conveniencia de incorporar doble circuito en líneas sin redundancia de vínculo
    - ✓ De las 14 líneas identificadas por la DO del CDEC-SIC, en 12 de ellas no resulta económicamente viable respaldarlas considerando la demanda y el costo y tasa de falla, y de las 2 restantes su seguridad está cubierta con el plan de expansión recomendado





## Adaptación del Sistema

- Factor de utilización sistema adaptado

Elemento	Etapas Optimización [MVA]
Flujos Líneas	1,717.47
Flujos Transformadores	708.94
Capacidad Líneas	6,267.23
Capacidad Transformadores	1,243.20

Elemento	ADAPTADO [%]	Total [%]	INICIAL [%]	Total [%]
Nivel Uso Líneas	27.4%	<b>32.3%</b>	26.5%	<b>31.1%</b>
Nivel Uso Transformadores	57.0%		54.1%	





## 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



## • Descripción

# Plan de Expansión a 10 años

### ➤ Refuerzos de líneas

Línea	Material original	Calibre original	Acción correctiva, calibre y año	Material nuevo
Ei01 Castro 110->Chonchi 110->Chonchi 110	CU	2	Reemplazo 2/0 (2015) (2)	CU
Ei01 Barro Blanco 066->Pilauco 066->Barro Blanco 066	AAAC	ALLIANCE	Reemplazo GREELEY (2018)	AAAC
Pilauco 066->Ei01 Barro Blanco 066->Pilauco 066	AAAC	AMHERST	Reemplazo GREELEY (2015)	AAAC
[E1] (Pilauco-Osorno C1)->Osorno 066 ___1	AAAC	ALLIANCE	Reemplazo BUTTE (2019)	AAAC
[E1] (Pilauco-Osorno C2)->Osorno 066 ___2	AAAC	ALLIANCE	Reemplazo BUTTE (2019)	AAAC
Barro Blanco 066->Pichil 066	-	-	Nueva Línea CANTON (2015)	AAAC
La Union 066->Los Tambores 066	CU	1/0	Se Mantiene Conductor (2015) (1)	CU
Los Tambores 066->[E3] (Pilauco-La Union)	CU	1/0	Se Mantiene Conductor (2015) (1)	CU
Nueva Pichirropulli 066->Paillaco 066	-	-	Nueva Línea AZUSA (2018)(1)	AAAC
Nueva Pichirropulli 066->Pichirropulli 066	-	-	Nueva Línea AMES (2018) (1)	AAAC
Nueva Pichirropulli 066->Vertice Pichirropulli 066 1 ___1	-	-	Nueva Línea FLINT (2018)	AAAC
Nueva Pichirropulli 066->Vertice Pichirropulli 066 2 ___2	-	-	Nueva Línea FLINT (2018)	AAAC
Vertice Pichirropulli 066 1->La Union 066 ___1	-	-	Nueva Línea CU 1/0 (2018)	AAAC
Vertice Pichirropulli 066 2->La Union 066 ___2	-	-	Nueva Línea CU 1/0 (2018) (1)	AAAC
Nueva Puerto Varas 066->Puerto Varas 066	-	-	Nueva Línea BUTTE (2015) (1)	AAAC
Nueva Puerto Varas 066->Frutillar R1 066	-	-	Nueva Línea CU 2 (2015) (1)	AAAC
Nueva Puerto Varas 066->Frutillar 2 066	-	-	Nueva Línea CU 2 (2015) (1)	AAAC
Chiloe 220->Gamboa 220	-	-	Nueva Línea FLINT (2018)	AAAC
Gamboa 110->Castro 110	-	-	Nueva Línea ALLIANCE (2018)	AAAC
[E1] (Melipulli-Los Molinos)->Trapén 110	ACSR	LINNET	Se Mantiene Conductor (2015) (1)	ACSR
Trapén 110->Los Molinos 110	ACSR	LINNET	Se Mantiene Conductor (2015) (1)	ACSR
Dalcahue 110->[E2] (Chiloe-PidPid)	ACSR	PENGUIN	Se Mantiene Conductor (2015) (1)	ACSR
Dalcahue 110->Dalcahue 023	ACSR	PENGUIN	Se Mantiene Conductor (2015) (1)	ACSR
Gamboa 110->Pidpid 110	ACSR	PENGUIN	Se Mantiene Conductor (2015) (1)	ACSR
Gamboa 110->[E1] (Castro-Chonchi)	AAAC	ALLIANCE	Se Mantiene Conductor (2015) (1)	AAAC



# Plan de Expansión a 10 años

## • Descripción

### ➤ Reemplazos de Líneas

LÍNEA EXISTENTE	LÍNEA QUE REEMPLAZA
La Union 066->Los Tambores 066	Ei03 Pilauco 066->La Union I 066->La Union 066
Los Tambores 066->[E3] (Pilauco-La Union)	Ei03 Pilauco 066->La Union I 066->La Union 066
Nueva Pichirropulli 066->Paillaco 066	Paillaco 066->Pichirropulli 066
Vertice Pichirropulli 066 2->La Union 066 ____2	Pichirropulli 066->La Union 066
Nueva Puerto Varas 066->Frutillar R1 066	Puerto Varas 066->Frutillar 066 I
Nueva Puerto Varas 066->Frutillar 2 066	Puerto Varas 066->Frutillar 066 II
[E1] (Melipulli-Los Molinos)->Trapén 110	Los Molinos Ei1 110->Los Molinos 110
Trapén 110->Los Molinos 110	Los Molinos Ei1 110->Los Molinos 110
Dalcahue 110->[E2] (Chiloe-PidPid)	Ei1 Chiloe 110->Pid Pid 110->Ei2 Chiloe 110->Pid Pid 110
Dalcahue 110->Dalcahue 023	Ei1 Chiloe 110->Pid Pid 110->Ei2 Chiloe 110->Pid Pid 110
Gamboa 110->Pidpid 110	Pid Pid 110->Castro 110
Gamboa 110->[E1] (Castro-Chonchi)	Castro 110->Ei01 Castro 110->Chonchi 110



• **Descripción**

# Plan de Expansión a 10 años

➤ Expansión SSEE

TRANSFORMADOR	AÑO INGRESO UNIDAD PARALELA	CAPACIDAD NUEVA UNIDAD PARALELA
Aihuapi 066->Aihuapi 023	2014	4
Ancud 1 110->Ancud 023	2022	2
Colaco 1 110->Colaco 1 023	2016	8
Corral 066->Corral 123	2017	2
Frutillar 2 066->Frutillar 132	2015	2
La Union 066->La Union 132	2014	10
Los Lagos 066->Los Lagos 132	2017	5
Los Negros 1 023->Los Negros 132	2014	3
Melipulli 220->Melipulli 023____1	2016	37
Melipulli 220->Melipulli 066	2021	15
Melipulli 220->Melipulli 1 110____1	2015	50
Osorno 066->Osorno 023____1	2016	25
Osorno 066->Osorno 023____2	2023	25
Osorno 066->Osorno 132	2016	3.75
Paillaco 066->Paillaco 132	2021	3.75
Panguipulli 066->Panguipulli 023	2014	10
Pichirropulli 066->Pichirropulli 023	2023	4
Puerto Varas 066->Puerto Varas 023	2014	8
Puerto Varas 066->Puerto Varas 132	2014	7
Purranque 066->Purranque 132	2015	5
Quellon 110->Quellon 023	2016	8
Pichil 066->Pichil 023	2015	18
Los Tambores 066->Los Tambores 023	2015	15
Trapén 110->Trapén 023	2015	25
Dalcahue 110->Dalcahue 023	2015	18
Nueva Picarte 220->Nueva Picarte 023	2015	22.5
Pichirropulli 220____1->Nueva Pichirropulli 066	2018	75
Nueva Puerto Varas 220->Nueva Puerto Varas 066	2015	50
Gamboa 220->Gamboa 110	2018	75



# Plan de Expansión a 10 años

## • Descripción

### ➤ Ajuste fechas de ingreso de Transformadores

NOMBRE CNE	AÑO ORIGINAL	CAP (MVA)	AJUSTE DE AÑO PARA TRANSFORMADORES CON REDUNDANCIA
Melipulli 220->Melipulli 110 I	2014	50	2015
Melipulli 220->Melipulli 023 I	2014	37	2016
Osorno 066->Osorno 023 I	2014	25	2016
Osorno 066->Osorno 023 II	2014	25	2023

### ➤ Adelanto año de ingreso de elementos de Transmisión por NT

ELEMENTO DE TRANSMISIÓN	NUEVO AÑO DE INGRESO
Puerto Varas 066->Puerto Varas 024	2014
Frutillar 066->Frutillar 13.2	2015
Ei01 Barro Blanco 066->Pilauco 066->Barro Blanco 066	2018



# Plan de Expansión a 10 años

## • Descripción

### ➤ Ajuste fechas de ingreso de Transformadores

NOMBRE CNE	AÑO ORIGINAL	CAP (MVA)	AJUSTE DE AÑO PARA TRANSFORMADORES CON REDUNDANCIA
Melipulli 220->Melipulli 110 I	2014	50	2015
Melipulli 220->Melipulli 023 I	2014	37	2016
Osorno 066->Osorno 023 I	2014	25	2016
Osorno 066->Osorno 023 II	2014	25	2023

### ➤ Adelanto año de ingreso de elementos de Transmisión por NT

ELEMENTO DE TRANSMISIÓN	NUEVO AÑO DE INGRESO
Puerto Varas 066->Puerto Varas 024	2014
Frutillar 066->Frutillar 13.2	2015
Ei01 Barro Blanco 066->Pilauco 066->Barro Blanco 066	2018



## 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 (USD)	COMA (USD)	Costo Perdidas Energía y Potencia (USD)	Costo Falla (USD)
2014	40.777.813	17.365.841	4.182.755	106.672.883
2015	45.851.883	17.643.088	3.895.201	110.480.533
2016	46.479.073	17.722.651	4.042.041	121.406.649
2017	46.692.540	17.772.774	4.325.570	200.844.378
2018	50.848.553	17.826.136	4.223.754	113.726.018
2019	50.852.112	17.885.704	4.211.792	118.303.515
2020	50.852.976	17.933.357	4.410.514	122.970.386
2021	50.789.164	18.019.557	4.680.457	127.635.113
2022	50.974.808	18.020.960	4.947.433	132.371.650
2023	51.300.019	18.035.680	5.211.751	137.159.224
			<b>VP</b>	<b>1.214.734.984</b>



## 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	40,778	17,366	58,144
2015	45,852	17,643	63,495
2016	46,479	17,723	64,202
2017	46,693	17,773	64,465
2018	50,849	17,826	68,675
2019	50,852	17,886	68,738
2020	50,853	17,933	68,786
2021	50,789	18,020	68,809
2022	50,975	18,021	68,996
2023	51,300	18,036	69,336

VASTx 2015-2018 MUSD
187,383



# Valorización Resultante

- **Factor de Expansión de Pérdidas**

- **Energía**

Año Cronológico	Perd E Total (GWh)	Eannual Ret (GWh)	FEPE
2014	64	2.558	1,0251
2015	60	2.695	1,0223
2016	62	2.826	1,0220
2017	66	2.949	1,0226
2018	65	3.072	1,0212
2019	64	3.196	1,0202
2020	67	3.322	1,0203
2021	72	3.448	1,0208
2022	76	3.576	1,0212
2023	80	3.705	1,0216



# Valorización Resultante

- Factor de Expansión de Pérdidas

➤ Potencia

Año	Perd Total (MW)	Dem (MW)	FEPP
2014	7,80	326,2	1,0239
2015	7,17	344,1	1,0208
2016	7,57	360,9	1,0210
2017	8,03	376,4	1,0213
2018	7,67	392,2	1,0195
2019	8,02	407,5	1,0197
2020	8,43	423,7	1,0199
2021	8,96	439,6	1,0204
2022	9,40	455,9	1,0206
2023	9,83	472,7	1,0208



## 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)	2.695	2.826	2.949	3.072
FPpi	1,0251	1,0223	1,0220	1,0226
FPe	1,0230			

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

Factor de Expansión de Potencia	2015	2016	2017	2018
Demanda (MW)	344	361	376	392
Fppi	1,0208	1,0210	1,0213	1,0195
FPp	1,0207			



## 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 STTx

- 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 STTx 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 entre 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**

➤ Pago final de generadores = Mín (USD Participaciones, USD CD)

Central	VP al 2013 (USD)	Pago de Generadores (USD)			
		2015	2016	2017	2018
CALLE_CALLE	2.401	41	783	1.461	1.257
CAPULLO	463.617	160.883	160.883	160.883	160.883
CHUYACA	1.184	9	284	1.076	368
DEGAN	309	0	0	453	0
PILMAIQUEN	118.590	49.078	49.631	45.397	15.677
PULLINQUE	5.473.541	1.666.446	1.599.044	1.522.916	2.987.102
QUELLON_2	684	0	9	902	98
TRAPEN	16.386	112	7.590	12.316	3.510
<b>Total</b>	<b>6.076.712</b>	<b>1.876.570</b>	<b>1.818.225</b>	<b>1.745.403</b>	<b>3.168.896</b>
VASTX	187.383.145	63.494.972	64.201.724	64.465.314	68.674.689
<b>Pago c.r.a. VASTX</b>	<b>3,24%</b>	<b>2,96%</b>	<b>2,83%</b>	<b>2,71%</b>	<b>4,61%</b>



## 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 <sub>1</sub>	IPC	60,5%
Coef <sub>2</sub>	CPI	39,5%

### ➤ Composición Polinomio COMA

COEFICIENTE	FACTOR	PONDERADOR
Coef <sub>1</sub>	IPC	80,45%
Coef <sub>2</sub>	CPI	19,55%

### ➤ Composición Polinomio VASTx

COEFICIENTE	FACTOR	PONDERADOR
Coef <sub>1</sub>	IPC	66,61%
Coef <sub>2</sub>	CPI	33,39%

### ➤ Composición Polinomio Pago Generadores

COEFICIENTE	FACTOR	PONDERADOR
Coef <sub>1</sub>	IPC	66,61%
Coef <sub>2</sub>	CPI	33,39%



## 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 Persona (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 a los sistemas 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.



## FIN PRESENTACIÓN

# ESTUDIO DETERMINACION DEL VAST<sub>x</sub> DEL SISTEMA DE ST<sub>x</sub> F

PROCESO TARIFARIO 2015-2018

AUDIENCIA PÚBLICA



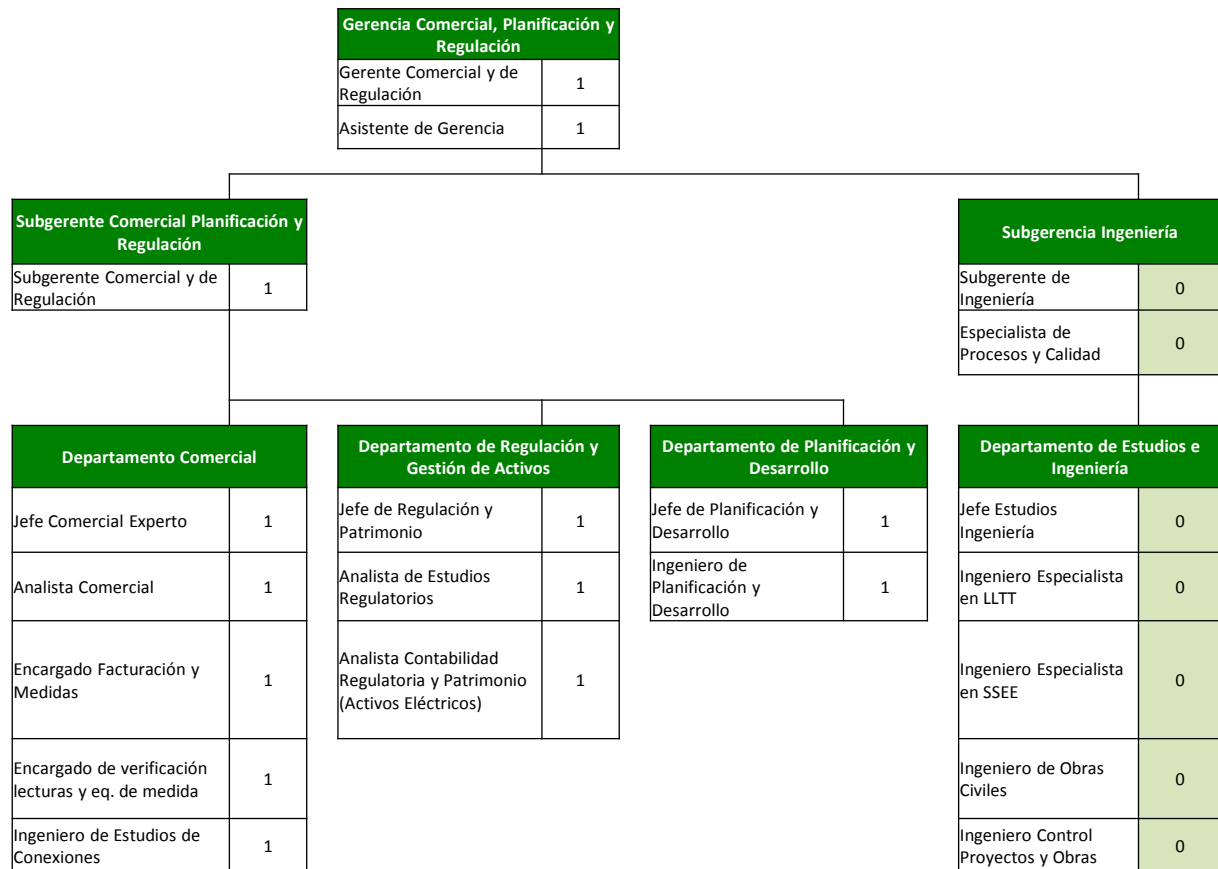
• **Resultados: Organigrama Gerencia General de la Empresa Eficiente, Año base 2013**

Gerencia General							
Gerente General	1						
Asistente del Directorio	0						
Asistente de Gerencia General	1						
Asuntos Corporativos (RR.PP, RSE, MA)				Asesoría Legal		Propios	
Subgerente de Asuntos Corporativos	1			Jefe de Asesoría Legal	1		<b>13</b>
Relacionador Público	0			Abogado	1		
Especialista Control Ambiental	1			Procurador	1		
Asistente en Temas Corporativos y Comunitarios	1			Asistente Legal	0		
Planificación y Control de Gestión Estratégica				Auditoría Interna		Externos	
Subgerente de Planificación Estratégica	1			Jefe de Auditoría	1		<b>0</b>
Analista Planificación - Control Gestión	1			Auditor	1		
				Seguridad			
				Jefe de Seguridad	1		
				Analista de Seguridad	0		





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

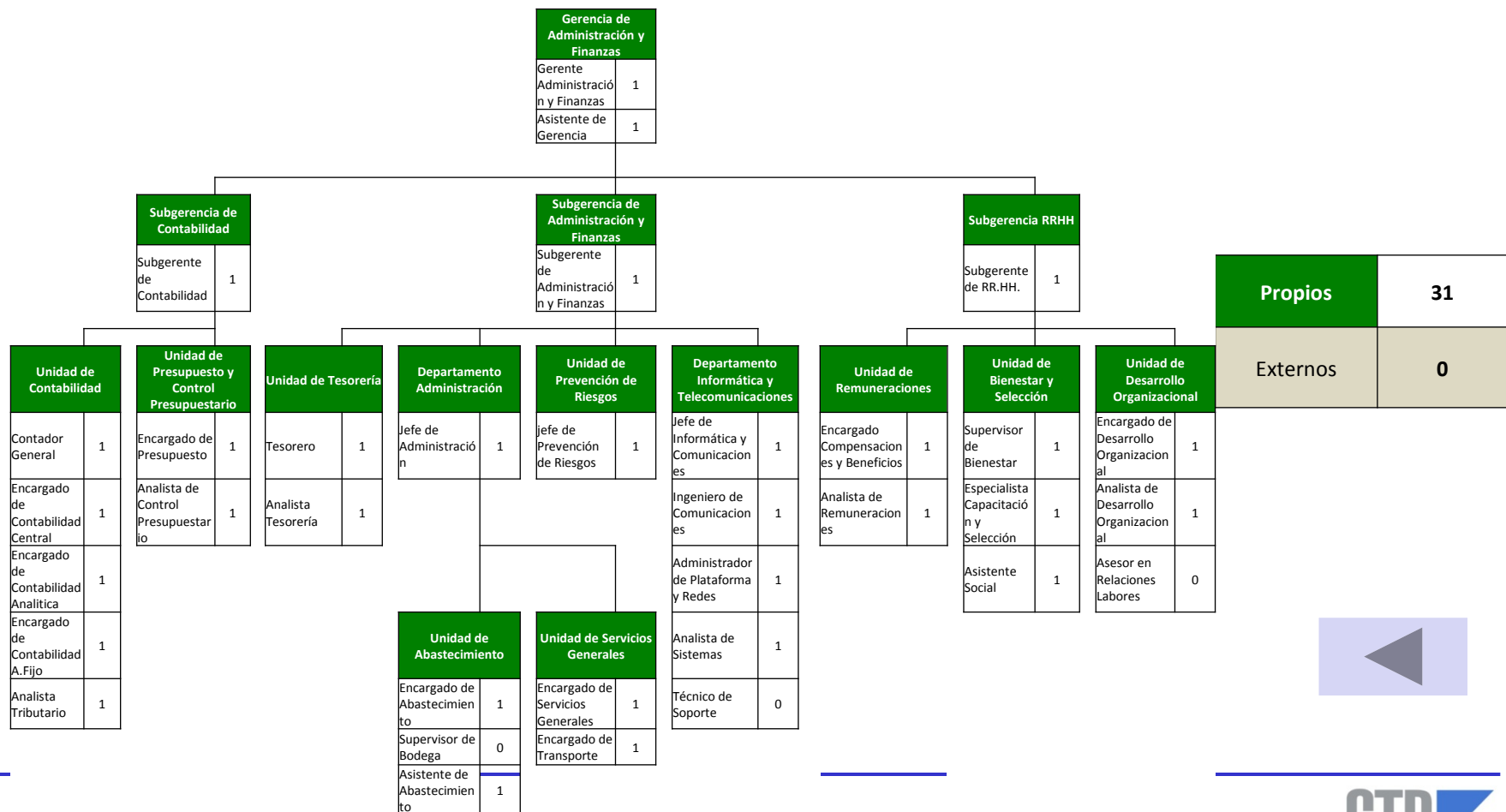


<b>Propios</b>	<b>13</b>
Externos	<b>0</b>





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





## COM&A

- **Resultados: Encuestas analizadas**

<b>Características</b>	<b>PcW</b>	<b>E&amp;Y</b>
Nº Empresas	135	75
Nª cargos	656	776
Segmentación en tamaño empresa	Si	Si
Nª Empresas de Servicio	8	3

