

ESTUDIO PARA LA DETERMINACIÓN DE COSTOS DEL VASTx "STx C" 2015-2018

Contenidos de la Presentación

- **Objetivos del Estudio**
- **Estructura 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**

Objetivos del Estudio

- Determinar el Valor Anual del Sistema de Subtransmisión (VASTx C) y sus componentes, para cada uno de los cuatro años del horizonte de tarificación.
- Determinar las pérdidas medias de potencia y energía del sistema de Subtransmisión, por cada año del horizonte de tarificación.
- Determinar el Pago Anual de las centrales generadoras por uso del sistema de Subtransmisión, por cada año del horizonte de tarificación.
- Proponer las fórmulas de indexación para el VASTx y el pago de generadores.

Estructura del Estudio

- Las Instalaciones de Subtransmisión, son definidas por la autoridad reguladora a través de Decreto Supremo dictado por el Ministerio de Energía.
- Las demandas de energía son proporcionadas por la autoridad reguladora.
- Los inventarios de instalaciones calificadas como subtransmisión son proporcionadas por los diferentes operadores del STx C.
- Cada sistema debe ser modelado como empresa única que presta el servicio, independientemente de la cantidad de operadores reales de cada sistema de acuerdo a las Bases Técnicas del Estudio Emanadas de la CNE.
- Se debe someter las instalaciones reales a un proceso de prescindencia, optimización y adaptación para abastecer la demanda de cada año del horizonte de planificación, con un coste mínimo de inversión, operación y administración.

Visión General del Estudio

Las Instalaciones de Subtransmisión, fueron definidas mediante Decreto Supremo N° 163 del 14 de mayo de 2014, dictado por el Ministerio de Energía.

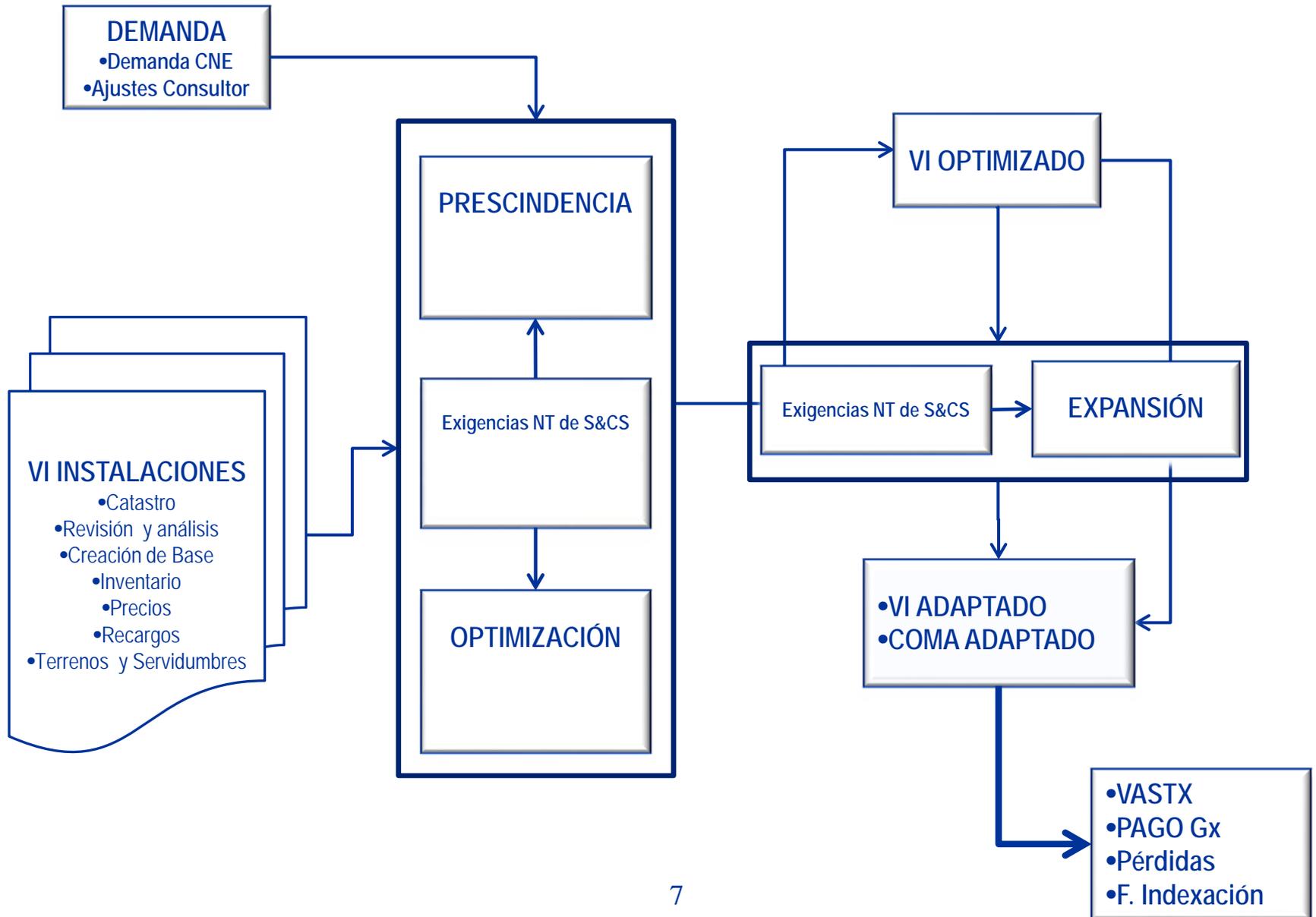
Dicho Decreto determinó las instalaciones de subtransmisión propiedad de los diferentes operadores del STx C. De los análisis efectuados, se llegó a establecer que ciertas instalaciones no quedaron incluidas en el Decreto de Instalaciones, específicamente los paños acopladores y seccionadores, siendo estos parte integral de las subestaciones y absolutamente necesarias para la operación y mantenimiento de las instalaciones.

En esta ocasión el regulador (CNE) estableció una nueva forma de presentación de la información de instalaciones, mediante un “tipo base de datos relacional”, que fue objeto de múltiples perfeccionamientos acordados entre las empresas y el Regulador, hasta el mes de agosto de 2014.

Visión General del Estudio

De acuerdo al punto 4.1 Capítulo II de las Bases, la CNE informó las Demandas a través de carta CNE N° 140 / 2014, del 07 de mayo de 2014. No obstante ello y de acuerdo a lo estipulado en el punto 4.2 del Capítulo II de las mismas Bases se realizaron precisiones en las demandas lo que llevó a un cambio en las mismas. Las nuevas demandas fueron informadas a los coordinadores de los sistemas de subtransmisión el 03 de junio de 2014 en carta CNE N° 170/2014.

Visión General del Estudio



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

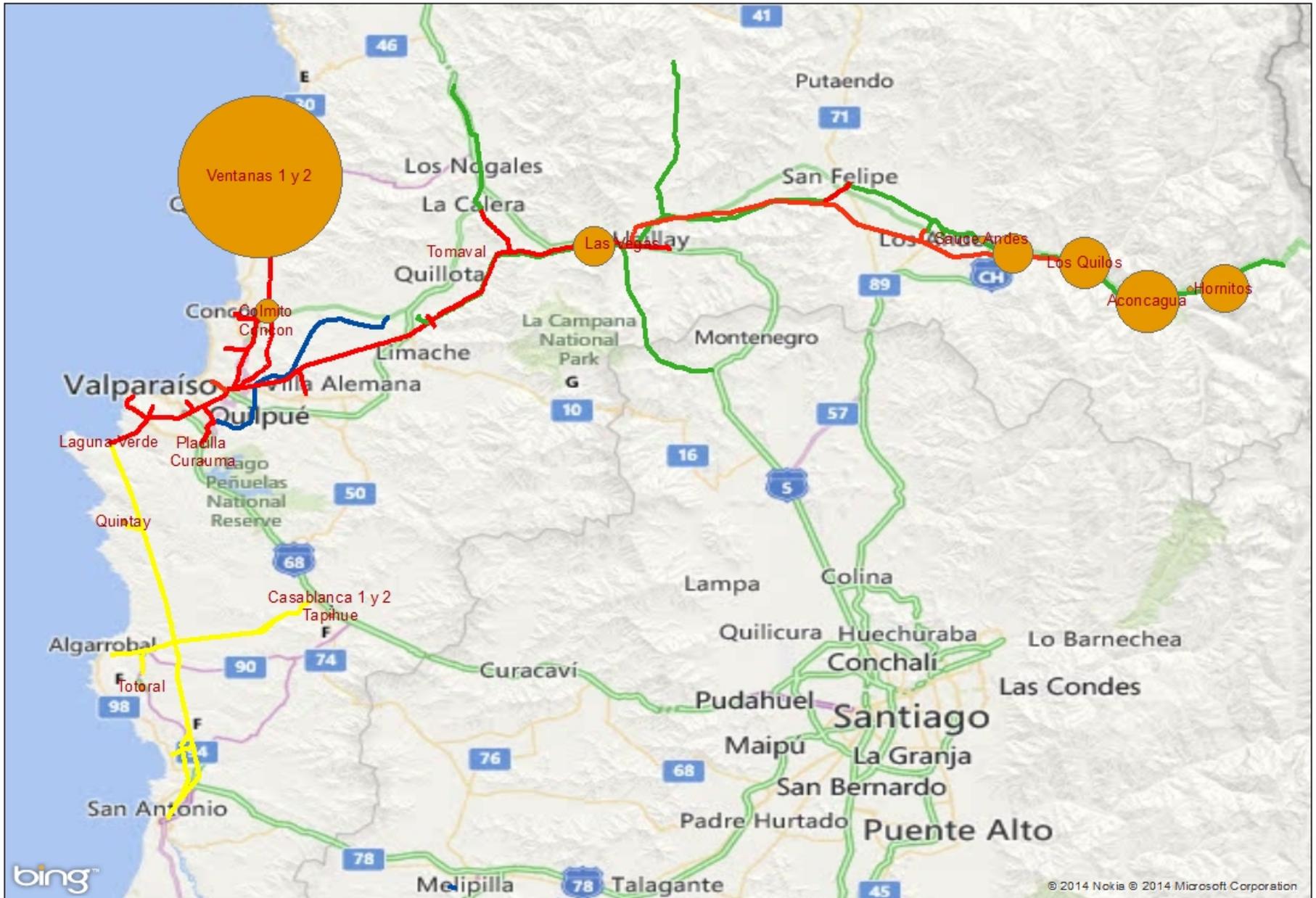
Descripción del Sistema

- Zona Geográfica

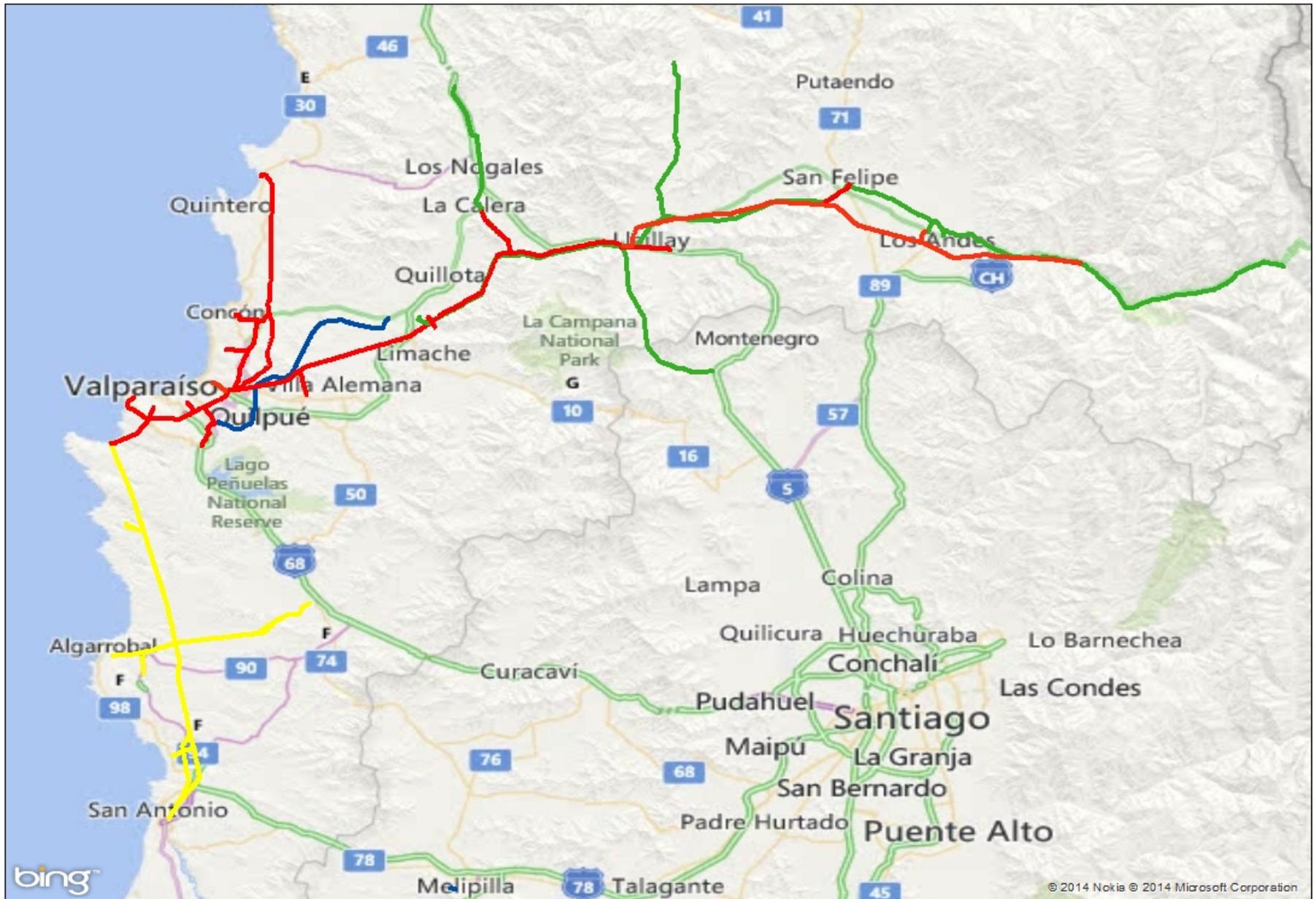


El sistema de STx C, se encuentra emplazado en la zona centro del Sistema Interconectado Central y comprende principalmente la Quinta Región, desde cordillera a costa. Con un promedio de 10 días de precipitaciones por año. En este sistema se encuentran los dos puertos mas grandes del país, en movimiento de carga, y la sede del poder legislativo.

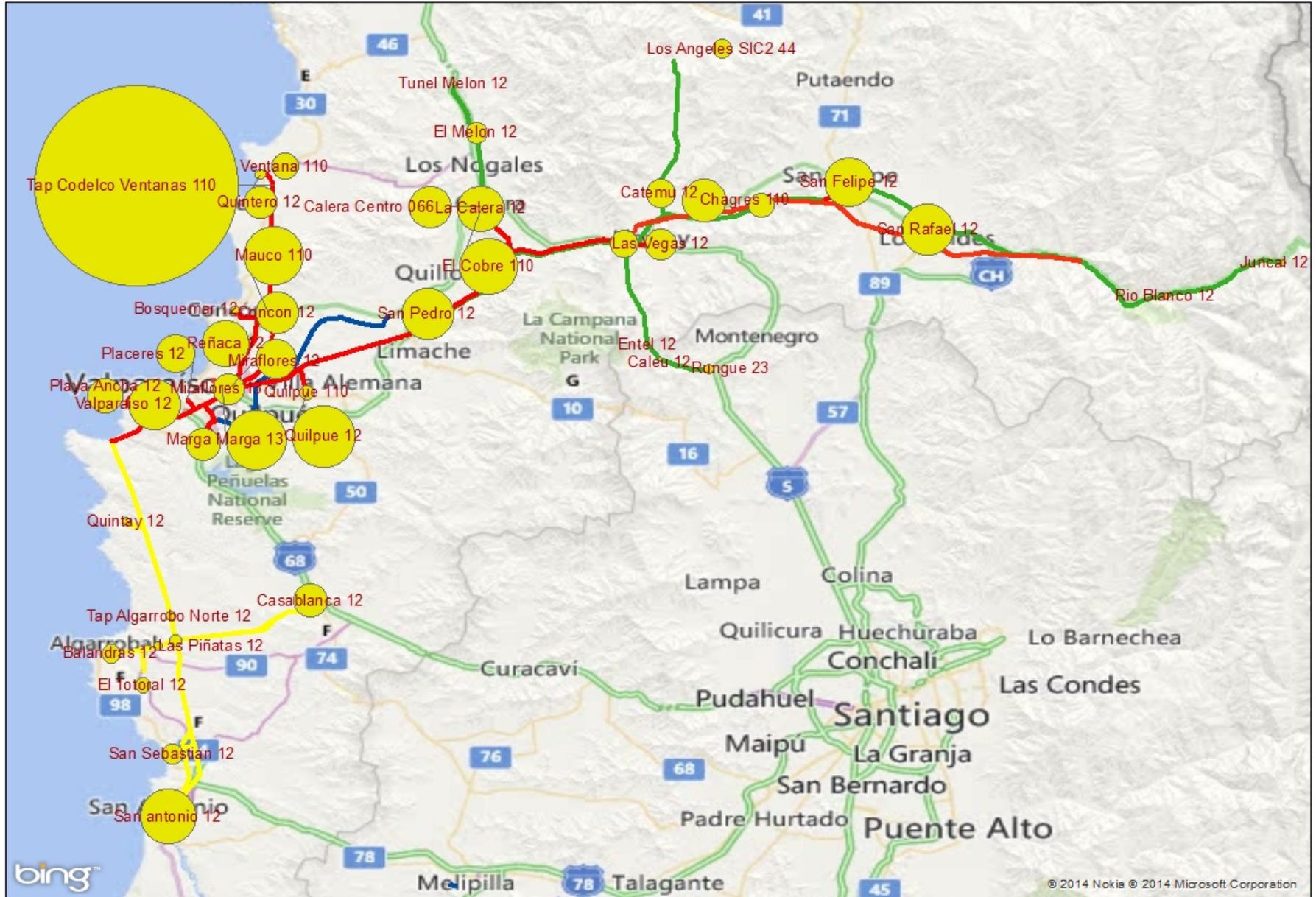
Descripción del Sistema (inyecciones)



Descripción del Sistema (líneas)



Descripción del Sistema (retiros)



Descripción del Sistema

- Comportamiento Histórico Demanda

Consumos [GWh]	2010	2011	2012	2013	Crecimiento Medio 2013/2010
Balandras 12.5	20.0	21.6	27.3	27.2	10.8%
Bosquemar 012	0.0	0.0	0.0	4.5	
Calera Centro 066	156.3	136.4	121.2	136.6	-4.4%
Caleu 012	0.7	1.3	0.9	0.8	5.8%
Casablanca 012	77.5	80.2	83.6	88.8	4.6%
Catemu 012	47.5	57.8	57.2	63.9	10.3%
Chagres 110	140.8	142.7	139.5	148.9	1.9%
Con Con 012	99.0	107.0	127.6	137.3	11.5%
El Cobre 110	266.3	263.1	268.2	252.6	-1.8%
El Melon 012	33.4	36.0	37.2	39.1	5.4%
El Total 12.5	13.9	14.4	15.5	17.1	7.1%
Entel 012	0.3	0.1	0.4	0.1	-19.0%
Juncal 012	3.1	3.1	3.2	2.8	-3.2%
La Calera 012	145.6	153.1	163.6	167.8	4.8%
Las Piñatas 012	3.2	3.7	2.8	4.7	13.2%
Las Vegas 012	53.6	56.0	65.6	77.4	13.0%
Las Vegas 110	31.3	38.5	53.2	60.9	24.8%
Los Angeles_SIC2 044	25.8	26.4	27.4	26.3	0.5%
Marga Marga 13.2	256.2	258.1	271.4	281.8	3.2%
Mauco 110	243.6	238.2	238.4	274.8	4.1%
Miraflores 012	108.2	116.3	120.1	125.4	5.0%
Miraflores 13.2	61.5	63.9	67.9	76.4	7.5%

Descripción del Sistema

- Comportamiento Histórico Demanda

Consumos [GWh]	2010	2011	2012	2013	Crecimiento Medio 2013/2010
Panquehue 012	16.0	22.9	35.5	46.6	42.9%
Placeres 012	106.0	108.7	113.6	120.1	4.3%
Placilla SIC2 012	67.6	75.0	80.1	85.3	8.1%
Playa Ancha 13.8	85.9	81.5	85.3	92.6	2.5%
Quilpue 012	277.2	277.8	289.5	303.6	3.1%
Quilpue 110	13.7	14.9	15.3	15.8	4.9%
Quintay 012	3.1	3.9	3.9	3.7	6.7%
Quintero 012	67.2	80.7	90.2	82.3	7.0%
Quintero 110	3.8	3.7	3.6	7.6	26.0%
Reñaca 012	153.0	160.5	169.5	176.7	4.9%
Rio Blanco 012	1.2	1.9	2.0	2.0	19.2%
Rungue 023	5.6	6.7	9.5	8.7	15.7%
San Antonio 012	200.0	215.0	230.5	238.9	6.1%
San Felipe 012	168.1	178.8	179.4	191.5	4.5%
San Jeronimo 012	11.2	10.4	10.7	11.0	-0.5%
San Pedro 012	177.8	188.1	196.2	209.7	5.7%
San Rafael 012	176.5	190.1	200.1	207.8	5.6%
San Sebastian 012	27.5	27.7	29.4	32.3	5.6%
Tap Algarrobo Norte 012	6.4	6.6	7.0	7.5	5.3%
Tap Codelco Ventanas 110	309.3	322.5	304.7	314.0	0.5%
Tunel Melon 012	1.2	1.2	1.3	1.1	-1.5%
Valparaiso 012	188.1	199.2	201.7	201.4	2.3%
Ventanas 110	45.0	57.1	53.8	54.9	6.8%
Total	3899.2	4052.6	4204.9	4430.5	4.4%
		3.9%	3.8%	5.4%	

Descripción del Sistema (SIC 2)

- Empresas propietarias de instalaciones de SIC 2 y participaciones en los ingresos al 31 de octubre de 2014

Propietario	Factor de Distribución de Ingresos
AES GENER	5.99%
TRANSNET	5.50%
CHILECTRA S.A.	0.33%
CHILQUINTA ENERGÍA	78.58%
COLBUN S.A.	4.29%
LITORAL	1.60%
TRANSELEC S.A.	3.70%
TOTAL	100.00%

Descripción del Sistema (SIC 2)

- Principales adiciones y retiros de instalaciones. SIC 2 al 31/12/2013

Cuenta Destino	Sistema	Fecha	Descripcion / Nombre	aVI + COMA US\$
SSEE	SIC 2	31/12/2009	Miraflores	261,243
SSEE	SIC 2	31/12/2009	Miraflores	1,514,126
SSEE	SIC 2	29/11/2013	Bosquemar	294,926
SSEE	SIC 2	01/06/2014	La esperanza	25,306
SSEE	SIC 2	01/11/2014	Miraflores	1,232
LLTT	SIC 2	29/11/2013	Concon 110->Bosquemar 110 I	423,930
LLTT	SIC 2	13/08/2013	San Luis 220->Agua Santa 220 II	1,876,290
LLTT	SIC 2	22/05/2013	Ventanas 110->Quintero 110	-66
LLTT	SIC 2	22/05/2013	Ventanas 110->Quintero 110	76,301
TTPP	SIC 2	09/01/2010	Casablanca 066->Casablanca 012	122,506
TTPP	SIC 2	13/02/2011	Panquehue 044->Panquehue 012	86,952
TTPP	SIC 2	28/12/2011	Panquehue 044->Panquehue 012	86,952
TTPP	SIC 2	01/08/2012	Placilla 110->Placilla 012	96,123
TTPP	SIC 2	31/07/2010	San Antonio 023->San Antonio 012	38,178
TTPP	SIC 2	01/08/2012	San Antonio 023->San Antonio 012	38,178
TTPP	SIC 2	08/04/2011	San Antonio 110->San Antonio 012	142,326
TTPP	SIC 2	29/11/2013	Bosquemar 110->Bosquemar 12	161,097
Paños	SIC 2	07/08/2011	Leyda	43,449
Paños	SIC 2	13/05/2012	San Antonio 012	14,110
Paños	SIC 2	07/02/2013	Tx__SIC 2_232	11,968
Paños	SIC 2	20/01/2013	Tx__SIC 2_227	11,968
Paños	SIC 2	08/04/2011	San Antonio 012	16,410
Paños	SIC 2	29/11/2013	Bosquemar 110	7,776
Paños	SIC 2	29/11/2013	Tx__SIC 2_1745	13,054
Paños	SIC 2	29/11/2013	Lx__SIC 2_1741	4,764
Paños	SIC 2	29/11/2013	Bosquemar 012	12,300
Paños	SIC 2	29/11/2013	Bosquemar 012	12,300
Paños	SIC 2	30/08/2013	Agua Santa 220	61,644
Paños	SIC 2	30/08/2013	Agua Santa 220	55,469
Paños	SIC 2	30/08/2013	Agua Santa 220	30,712
Paños	SIC 2	06/10/2013	El Melon 044	2,529

Descripción del Sistema (SIC 2)

- Principales adiciones y retiros de instalaciones. SIC 2 al 31/12/2013

Cuenta Destino	Sistema	Fecha	Descripcion / Nombre	aVI + COMA US\$
Paños	SIC 2	27/05/2013	Quintero 110	7,776
Paños	SIC 2	30/08/2013	San Luis 220	55,680
Paños	SIC 2	30/08/2013	Agua Santa 220	-8,284
Paños	SIC 2	22/05/2013	Ventanas 110	14,028
Otros Paños	SIC 2	29/11/2013	Conductores, elementos de sujeción y aislación	6,017
Otros Paños	SIC 2	29/11/2013	Equipos de control y telecomando	9,992
Otros Paños	SIC 2	30/08/2013	Conductores, elementos de sujeción y aislación	19,127
Otros Paños	SIC 2	30/08/2013	Equipos de control y telecomando	20,780
Otros Paños	SIC 2	30/08/2013	Obras civiles	32,790
Otros Paños	SIC 2	30/08/2013	Conductores, elementos de sujeción y aislación	53,066
Otros Paños	SIC 2	30/08/2013	Equipos de control y telecomando	78,634
Otros Paños	SIC 2	30/08/2013	Obras civiles	67,166
Otros Paños	SIC 2	30/08/2013	ELEMENTOS ELECTRICOS	8,406
Otros Paños	SIC 2	30/08/2013	ELEMENTOS ELECTRICOS	269,149
Otros Paños	SIC 2	30/08/2013	ELEMENTOS ELECTRICOS	20,594
Otros Paños	SIC 2	30/08/2013	ELEMENTOS ELECTRICOS	170
Otros Paños	SIC 2	30/08/2013	OBRAS CIVILES	19,507
Otros Paños	SIC 2	06/10/2013	Conductores, elementos de sujeción y aislación	2,383
Otros Paños	SIC 2	06/10/2013	Obras civiles	9,005
Otros Paños	SIC 2	27/05/2013	Conductores, elementos de sujeción y aislación	7,185
Otros Paños	SIC 2	27/05/2013	Equipos de control y telecomando	8,621
Otros Paños	SIC 2	27/05/2013	Obras civiles	17,602
Otros Paños	SIC 2	30/08/2013	Conductores, elementos de sujeción y aislación	13,416
Otros Paños	SIC 2	30/08/2013	Equipos de control y telecomando	26,421
Otros Paños	SIC 2	30/08/2013	Obras civiles	37,885
Otros Paños	SIC 2	30/08/2013	Conductores, elementos de sujeción y aislación	-12,940
Otros Paños	SIC 2	30/08/2013	Equipos de control y telecomando	-8,621
Otros Paños	SIC 2	30/08/2013	Obras civiles	-10,909
Patio	SIC 2	29/11/2013	Bosquemar	1,755
Patio	SIC 2	29/11/2013	Bosquemar	7,650
Patio	SIC 2	29/11/2013	Bosquemar	8,654

Descripción del Sistema (STx C)

aVI + COMA estudio 2014 STx C (miles US\$)

STx C	año	COMA	aVI	aVI + COMA
Base	2013	19,989	50,382	70,371
Optimizado	2013	19,910	49,931	69,841
Optimizado	2014	20,174	51,796	71,970
Optimizado	2015	20,666	54,641	75,307
Optimizado	2016	20,758	55,027	75,785
Optimizado	2017	20,795	55,451	76,246
Optimizado	2018	21,026	55,872	76,898
Optimizado	2019	21,028	56,258	77,286
Optimizado	2020	21,032	56,485	77,516
Optimizado	2021	21,074	56,981	78,055
Optimizado	2022	21,092	56,982	78,074
Optimizado	2023	21,023	57,050	78,073

- Empresas propietarias de instalaciones de STX C.
- aVI + COMA año Base situación Base.
- Participación en aVI + Coma.

Propietario	Participación	aVI + COMA Año Base (US\$)
TRANSELEC	3.3%	2,342,259
LITORAL	1.5%	1,074,904
AES GENER	7.8%	5,470,722
TRANSNET	6.3%	4,429,615
COLBUN	5.6%	3,954,380
CHILECTRA	0.5%	350,746
CHILQUINTA	75.0%	52,748,033
ENTEL	0.0%	14
Total general		70,370,674

Descripción del Sistema

- Instalaciones

Cantidad de Líneas	Nivel de Tensión (kV)	Longitud (km)
40	44	338,3
21	66	172,4
71	110	450,2
2	220	66,8
TOTAL		1.027,6

Relación Transformación	Cantidad	Capacidad (MVA)
220/110	5	720.0
110/66	2	94.5
110/44	3	81.0
110/23	1	25.0
110/13.2	4	111.0
110/12	30	724.2
66/12	9	99.4
44/23	2	4.5
44/12	10	65.2
23/12	3	21.0
Total	69	1945.7

Descripción del Sistema

- **Centrales Generadoras**

El sistema de Subtransmisión SIC C tiene un total de 33 centrales conectadas directamente a sus instalaciones, con las siguientes características:

Tipo	Categoría		
	Central	PMGD	Total
Hidro Pasada	5	3	8
Térmica	18	7	25
Total	23	10	33

Descripción del Sistema

- Centrales Generadoras

Central	Punto Conexión	Capacidad Instalada MW	Combustible	PMGD
Sauce Andes	S/E Sauce Andes	1.4	Hidráulica Pasada	Sí
Juncalito	Río Blanco 12 kV	1.5	Hidráulica Pasada	Sí
El Tártaro	Alimentador Putaendo 12 kV	0.1	Hidráulica Pasada	Sí
Bio Cruz	Alimentador La Palmilla 12 kV	1.8	Gas Natural	Sí
Curauma	S/E Curauma	2.5	Petróleo Diesel	Sí
Casablanca 1	S/E Casablanca	1.6	Petróleo Diesel	Sí
Casablanca 2	S/E Casablanca	0.9	Petróleo Diesel	Sí
Tapihue	S/E Casablanca	6.4	Gas Natural	Sí
Tomaval 1	Alimentador La Palmilla 12 kV	1.0	Petróleo Diesel	Sí
Tomaval 2	Alimentador La Palmilla 12 kV	1.6	Gas Natural	Sí
Ventanas 01	S/E Ventanas	120.0	Carbón	No
Ventanas 02	S/E Ventanas	220.0	Carbón	No
Nueva Ventanas	S/E Ventanas	272.0	Carbón	No
Nehuenco 01	S/E Nehuenco	368.4	GNL	No
Nehuenco 02	S/E Nehuenco	398.3	GNL	No
Nehuenco 9B	S/E Nehuenco	108.0	GNL	No
San Isidro	S/E San Isidro	379.0	GNL	No
San Isidro 02	S/E San Isidro	399.0	GNL	No
Quintero	S/E Quintero	257.0	GNL	No
Los Vientos	S/E Las Vegas	132.0	Petróleo Diesel	No
Las Vegas	S/E Las Vegas	2.1	Petróleo Diesel	No
Con Con	S/E Concón	2.3	Petróleo Diesel	No
Colmito	S/E Colmito	58.0	Petróleo Diesel	No
Laguna Verde	S/E Laguna Verde	47.0	Petróleo Diesel	No
Laguna Verde TG	S/E Laguna Verde	18.8	Petróleo Diesel	No
Placilla	S/E Placilla	3.0	Petróleo Diesel	No
Quintay	S/E Quintay	3.0	Petróleo Diesel	No
Totoral	S/E Totoral 1	3.0	Petróleo Diesel	No
Hornitos	S/E Hornitos	60.8	Hidráulica Pasada	No
Juncal	S/E Aconcagua 12kV	29.1	Hidráulica Pasada	No
Blanco	S/E Aconcagua 12kV	52.9	Hidráulica Pasada	No
Chacabuquito	S/E Chacabuquito	25.6	Hidráulica Pasada	No
Los Quilos	S/E Los Quilos 6.6kV	39.8	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
Sauce Andes	4.954	40,4%	49,9%	41,3%	51,6%
Juncalito	2.824	21,5%	27,2%	20,0%	9,6%
El Tártaro	395	45,1%	59,0%	42,4%	86,0%
Bio Cruz	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Curauma	594	2,7%	4,3%	3,0%	2,2%
Casablanca 1	158	1,1%	3,1%	1,8%	1,6%
Casablanca 2	0	0,0%	0,0%	0,3%	0,0%
Tapihue	1.218	2,2%	4,2%	3,7%	1,9%
Tomaval 1	0	0,0%	0,0%	30,1%	0,0%
Tomaval 2	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Ventanas 01	654.537	62,3%	83,0%	86,3%	87,0%
Ventanas 02	1.421.028	73,7%	74,5%	74,3%	60,0%
Nueva Ventanas	2.169.307	91,0%	96,0%	85,1%	83,9%
Nehuenco 01	1.574.627	48,8%	51,7%	48,1%	27,1%
Nehuenco 02	1.668.215	47,8%	66,1%	52,6%	66,3%
Nehuenco 9B	23.661	2,5%	0,3%	0,5%	0,4%
San Isidro	2.591.078	78,0%	76,3%	75,7%	67,4%
San Isidro 02	3.016.358	86,3%	87,2%	87,3%	83,9%
Quintero	169.325	7,5%	8,4%	9,8%	11,7%
Los Vientos	126.370	10,9%	8,5%	3,9%	4,3%
Las Vegas	939	5,1%	5,4%	9,3%	3,7%
Con Con	639	3,2%	6,9%	6,4%	2,0%
Colmito	45.932	9,0%	0,2%	1,3%	0,2%
Laguna Verde	0	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%
Laguna Verde TG	157	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Placilla	1.309	5,0%	3,7%	3,7%	4,3%
Quintay	2.609	9,9%	10,6%	11,8%	3,6%
Total	1.826	6,9%	7,7%	8,6%	1,6%
Hornitos	180.227	33,8%	33,2%	32,5%	36,7%
Juncal	114.322	44,8%	0,0%	0,0%	0,0%
Blanco	190.394	41,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Chacabuquito	122.619	54,6%	58,6%	54,6%	60,8%
Los Quilos	201.509	57,8%	62,1%	57,3%	61,3%

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

Costos Unitarios de Componentes y Estructura Base

- **Estudios de Mercado: Costos Unitarios**

Los precios de equipos y materiales utilizados en el Estudio del STx-C se obtuvieron 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 Consultores, incluye cotizaciones obtenidas directamente de proveedores por parte de consultores.
- Precios estudio pasado, se refiere a precios estudio subtransmisión 2010 actualizados por IPC .

Costos Unitarios de Componentes y Estructura Base

- **Costos Unitarios**

Materiales	Valor 2014	Valor 2010	Variación	% VI
Acero Estructural Reticulado Astm A36	2.33	3.80	-39%	11.1%
TRANSF. PODER, 3F, 110/12 KV, 25 MVA	504,000	604,000	-17%	3.5%
AUTOTRANSF. PODER, 1F, 230/110/60 kV, 100 MVA	1,224,000	1,237,753	-1%	1.7%
CU 2/0 AWG	5.20	5.46	-5%	1.2%
AUTOTRANSF. PODER, 3F, 230/115/13.8 kV, 150 MVA	1,620,000	2,862,500	-43%	1.1%
TRANSF. PODER, 3F, 110/12,5 KV, 22,4 MVA	620,000	604,000	3%	1.1%
Pernos	4.44	5.70	-22%	1.0%

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 por IPC.
- Valor efectivamente pagado para el registro más antiguo del conjunto de registros.

Ítem	Total US\$
Total Terrenos	10.215.764
Total Servidumbres	52.449.567

- Instalaciones Futuras

- Sobre la base de estudio contratado a la empresa Newenche.

Costos Unitarios de Componentes y Estructura Base

- **Estudios de Mercado: Remuneraciones**

- Estudio de Compensaciones de PricewaterhouseCoopers SIREM XXI a diciembre de 2013.
 - Utilización de Encuesta General de Remuneraciones Brutas por cargos con Percentiles, la que contiene 135 empresas y 656 cargos, homologando más de 100 cargos.
 - En la homologación se utilizó estadígrafo promedio ponderado o percentil 50% ya que ello refleja mejor el nivel de tendencia del mercado.
 - Adicionalmente se evaluó con la encuesta Ernst&Young, resultando un 7% mayor el costo de la remuneración para la misma empresa modelada. Estudio con 75 empresas y 776 cargos.
 - En ambos estudios hay una importante variedad de cargos que permiten una adecuada homologación, ponderando actividad/especialidad, experiencia y riesgo de la actividad.

Costos Unitarios de Componentes y Estructura Base

- **Costo instalaciones en terreno**

Las componentes de las instalaciones tanto de SSEE y LLTT se valorizan conforme su **costo puesto y habilitado en terreno**, de acuerdo a su costo de adquisición y a los costos de las tareas propias del proyecto de habilitación de la instalación como proyecto completo. El costo de las instalaciones puestas y habilitadas en terreno, se debe obtener mediante la siguiente expresión:

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

Donde:

VI = Valor 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 de suelo; Int = Intereses Intercalares; BI =Bienes Intangibles; CE = Capital de Explotación.

Costos Unitarios de Componentes y Estructura Base

- **Recargos**

El Consultor elaboró un estudio de recargos de acuerdo a las Bases del Estudio considerando cotizaciones, información propia, antecedentes obtenidos de empresas de rubro y valores referenciales entregados por las empresas del STx-C para:

- Bodegaje
- Flete
- Montaje
- Costos de Ingeniería
- Gastos Generales
- Intereses Intercalares

Costos Unitarios de Componentes y Estructura Base

- **Recargos**

- Criterios generales

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

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

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

B: Considera la **cubicación de bodegas** en faena que sirven para almacenamiento de 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.

Costos Unitarios de Componentes y Estructura Base

- **Recargos**

- Criterios generales

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

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.

Costos Unitarios de Componentes y Estructura Base

- **Recargos**

- Criterios generales

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

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 del STx-C.**

Gg: Basado una Gerencia / Subgerencia de Estudios e Ingeniería. Correspondería a la ingeniería conceptual y otros costos generales inherentes a la ejecución de proyectos de obras.

Costos Unitarios de Componentes y Estructura Base

- **Recargos**

- Criterios generales

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

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 de fondos para la provisión de materiales y equipos, diseño, construcción y puesta en marcha de obras** en el STx-C.

Costos Unitarios de Componentes y Estructura Base

- **Recargos**

- Criterios generales

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

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 STx-C, valorizándose aquellas **a precios de mercado**.

Costos Unitarios de Componentes y Estructura Base

- **Recargos**

- Criterios generales

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

CE: A partir del COMA determinado en este mismo Estudio, se obtiene directamente el Capital de Explotación como el equivalente a **dos meses de los costos de operación, mantención y administración** de la empresa subtransmisora modelada.

Costos Unitarios de Componentes y Estructura Base

- **Recargos**

➤ Resultados valores medio sistema

Descripción	Recargo Flete	Recargo Bodegaje	Recargo Ingeniería	Recargo Gastos Generales	Recargo Intereses Intercalares
Subestaciones	1.22%	1.24%	8.87%	7.63%	9.19%
Transformadores de Poder	1.26%	0%	4.97%	7.63%	9.19%
Equipos de Compensación	1.26%	0%	9.30%	7.63%	9.19%
Tramos de Líneas	1.26%	0.36%	7.67%	7.19%	9.31%

Costos Unitarios de Componentes y Estructura Base

- **Costos de Montaje**

- **Criterios generales**

- Basado en proyectos reales (26)
- 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]
Pano Linea [Cant]
Pano Alim [Cant]
Pano Transf [Cant]
Pano Otros [Cant]
Compensacion [Cant]
Compensacion [MVAR]

Costos Unitarios de Componentes y Estructura Base

- **Costos de Montaje**

- **Partidas representativas**

#	Partida Línea
1	Instalación de Faenas
2	Control laboral, de faena y acopio obra
3	Camino 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_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

- Costos de Montaje

- Resultados

Modelo	Tensión [kV]	Longitud [km]	Tipo	Mo/km [USD]
Modelo_7	44	18.24	Torre	116,717
Modelo_8	44	5.60	Torre	126,295
Modelo_9	44	6.35	Postes	94,685
Modelo_16	66	77.40	Torre	74,421
Modelo_6	110	5.24	Torre	138,147
Modelo_10	154	7.90	Postes	115,022
Modelo_11	154	84.20	Torre	77,132

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

Costos Unitarios de Componentes y Estructura Base

- **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 STx	Desviación Estudio Mercado
Línea	40,496,712	65,411,567	162%	8%	96%
Subestación	124,087,098	70,239,598	57%	14%	291%

Montaje Líneas por kilómetro		
Característica	Estudio Mercado [USD/Km]	STX [USD/Km]
Menor 10 km	126,659	76,937
Mayor 10 km	65,796	64,955

Costos Unitarios de Componentes y Estructura Base

• Bienes Intangibles (BI)

Los BI consideraron los costos de contratación inicial de personal, los gastos de puesta en marcha y estudios previos.

Bienes Intangibles	Monto (US\$)
Operación y puesta en marcha de la Empresa	
Reclutamiento y selección de personal	683,087
Elaboración de contratos laborales	6,701
Contratación inicial de personal	689,788
Capacitación	365,856
Certificación ISO 9000	111,696
Certificación ISO 14000	170,566
Procesos de licitación de bienes y/o servicios	38,038
Imagen Corporativa	189,300
Contraparte Interna o usuario lógico en la nueva organización	254,574
Calculo y Pago de Remuneraciones primeros meses de operación	12,996
Remuneraciones primeros meses de operación	627,039
Gastos de Puesta en Marcha	1,770,066
Diseño y definición de la estructura organizacional	150,371
Diseño y definición de un sistema de evaluación de desempeño	49,561
Diseño y definición de un sistema de compensaciones	24,320
Asesoría de requerimientos tecnológicos	92,455
Asesoría en planificación y organización operacional y financiera	49,529
Definición Modelo de Control de Gestión	50,190
Definición de Procedimientos de Auditoría Interna y Externa	35,221
Otros Estudios y Procesos de Puesta en Marcha	528,851
Abogados (escrituras, actuaciones ante Notarias, CBR, SII, Domicilios y representación societaria)	56,663
Notarias (derecho base mas costo variable de 1/1000 - tope MM\$ 128)	241,765
Conservador de Comercio (derecho base mas costo variable de 2/1000 - tope MM\$ 128)	241,764
Diario Oficial (publicación 1 UTM)	77
Estudios Previos	1,520,765
Total Bienes Intangibles	3,980,619

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

- **Metodología: Aspectos Generales**

- **Diseño de la Empresa eficiente** de Subtransmisión que atiende al STX C, como una sola unidad.
- **Dimensionamiento de los recursos óptimos mínimos** 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.**

- Metodología: Aspectos Generales



COM&A

- **Metodología: Dimensionamiento**

- **Operación**

- Operación de LLTT y SSEE.
- Dimensionamiento de Sistema SCADA y Comunicaciones.
- Ubicación de Guardias Móviles en lugares estratégicos del sistema.
- Estudios Pre y Post Operación del STX C.

- **Mantenimiento**

- Ejecución del Plan en base a personal externalizado.
- Evaluación del Mantenimiento, sobre LLTT y SSEE.
- Dimensionamiento de Repuestos, Materiales y Equipos.
- Trabajos en terreno.

- **Administración**

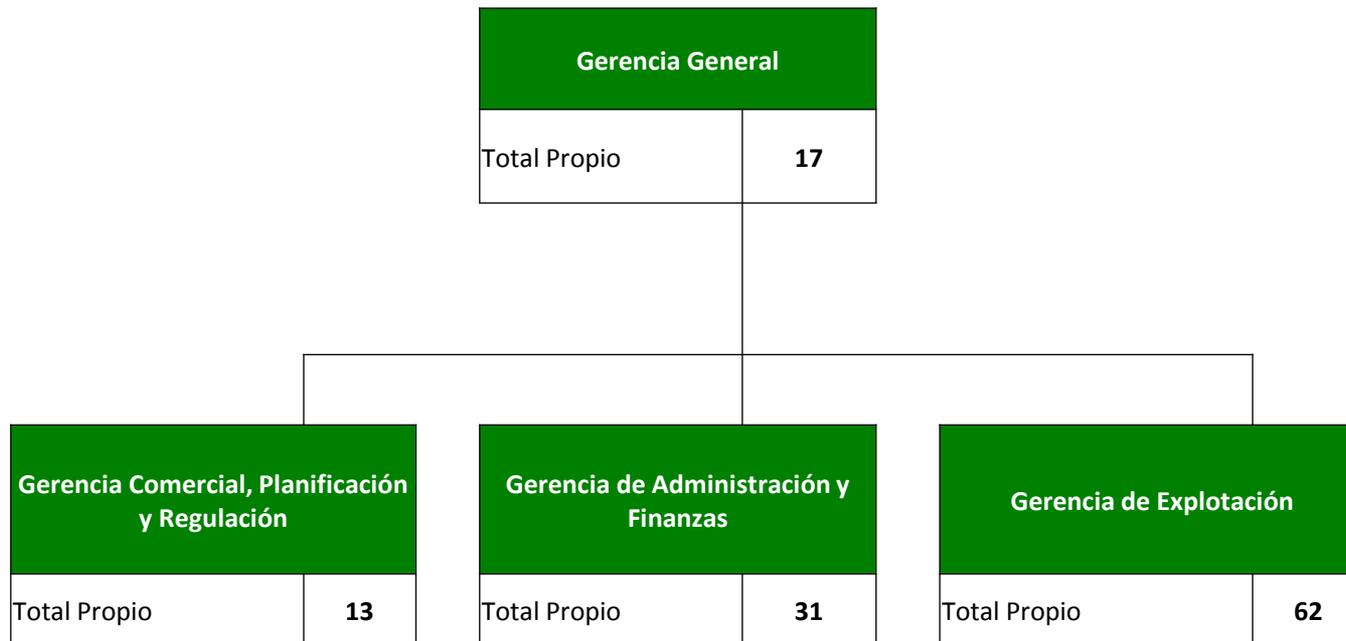
- Estructura mínima de ejecutivos, profesionales, técnicos y administrativos para atender actividades de soporte y estratégicas de la empresa modelo.
- Equipamiento de oficinas y vehículos arrendados.
- Gastos asociados.

• Metodología: Clasificación de partidas de Costo

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 gobierno corporativo, 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.

- **Metodología para determinar compensaciones empleados**
 - Definición de perfiles por cargo requerido, descripción en función de la especialidad, nivel de conocimientos de las tareas y actividades específicas, nivel de experiencia requerido, nivel de riesgo del sector.
 - Compensaciones 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: Promedio ponderado. Estudio con 135 empresas y 656 cargos.
 - Adicionalmente se evaluó con la encuesta Ernst&Young, resultando un 7% mayor el costo de la remuneración para la misma empresa modelada. Estudio con 75 empresas y 776 cargos.
 - En ambos estudios hay una importante variedad de cargos que permiten una adecuada homologación, ponderando actividad/especialidad, experiencia y riesgo de la actividad.

COM&A: Organigrama de la Empresa Eficiente, Año base 2013



RESUMEN	
Área Organizacional	Nº Personas
Gerencia General	17
Gerencia Comercial y de Regulación	13
Gerencia Administración y Finanzas	31
Gerencia de Explotación	62
Total Propio	123

COM&A: Organigrama Gerencia Explotación

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
Especialista Medidores	1

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

Zona 1: Valparaíso	
M&O Propios	9
Mantenimiento Externos	40,9
Guardias Móviles	2

Zona 2: Los Andes	
M&O Propios	8
Mantenimiento Externos	14,1
Guardias Móviles	2

Zona 3: San Antonio	
M&O Propios	8
Mantenimiento Externos	16,9
Guardias Móviles	2

Propios	62,0
Externos	71,9

- **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: centro de control y 3 guardias móviles.
 - Anualidad de la inversión y costo de mantenimiento del SCADA.

- **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 (zona agrícola, 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.

• 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 (41% de la línea se encuentra en zona costa y 100% 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, 1% del largo de la línea en zona forestal	30	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
Roce	1 vez al año, , 59% del largo de las líneas en zona agrícola y 1% en zona forestal	2,3	1 Trabajador semi-calificado (Jefe), 8 Trabajador semi-calificado, 1 Camión carga y 1 Furgón

(*) : Para una tensión de 66 kv

• Estándares de Dimensionamiento: Costos de Mantenimiento

➤ Actividades de Mantenimiento de SSEE

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
Lavado aislación por paño y tipo de tensión	1 vez cada 4 meses	1	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	1,5	1 Electricista I, 1 Electromecánico II, 2 Electricista II y 1 Furgón

(*) : Para una tensión de 66 kv

- **Resultados: Costos directos de Mantenimiento**

Unidad de Obra	Dotación Personas (Nº)	Costos Personas (US\$)	Dotación Vehículos (Nº)	Costos Vehículos (US\$)	Costo Total (US\$)
Líneas	26	595.787	15	729.319	1.325.107
SSEE	39	1.216.085	21	852.921	2.069.006
Protecciones	4	161.042	2	50.769	211.810
Telecomunicaciones	3	241.027	2	39.282	280.309
Total	72	2.213.941	40	1.672.291	3.886.232

• Resultados Totales COMA según Clasificación de Costos

Clasificación Gasto	Nombre Gastos	Gasto Total (MUS\$)	Observación
Recursos Humanos	Remuneraciones.	7.335	
	Indemnizaciones, Bonos Turno, Seguros Legales, Sobretiempo.	626	
Gastos Generales Personal	Capacitación, Viajes, Accesorios y Herramientas y Vestuario.	164	
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.	6.551	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.	793	Oficinas como inversión a BMI.
Gastos Generales Bienes Muebles	Servicio Mantenimiento TI Software , Consumo telefónico, Servicios de Mantenimiento TI Hardware , Materiales de oficina.	341	TI como inversión a BMI.
Gastos Vehículos	Arriendo, Combustible, Peajes y Equipamiento de Vehículos.	336	Vehículos arrendados. No incluye los de Mantenimiento.
	Asesorías y Estudios.	915	
Servicios de Terceros y Asesorias No Operacional	Aportes a Panel de Expertos y CDEC	374	
	Patentes comerciales, Dietas del directorio, Seguros Instalaciones Eléctricas, Gastos de impresión y reproducción, Otros gastos generales, Gastos de representación, Seguros Bienes Inmuebles.	2.475	
Total general (MUS\$)		19.910	

- **Resultados Totales COMA según Asignación de Costos**

ÍTEM	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Administración	3.901	3.971	3.971	3.972	3.973	3.973
Operación	7.894	7.981	8.352	8.356	8.356	8.360
Mantenición	8.116	8.222	8.343	8.431	8.466	8.694
Total MUS\$/año	19.910	20.174	20.666	20.758	20.795	21.026

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

Adaptación del Sistema

- **Factores de utilización sistema inicial**

Líneas : 31.3 %

Transformadores : 54.3 %

Total sistema STxC : 35.3 %

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.

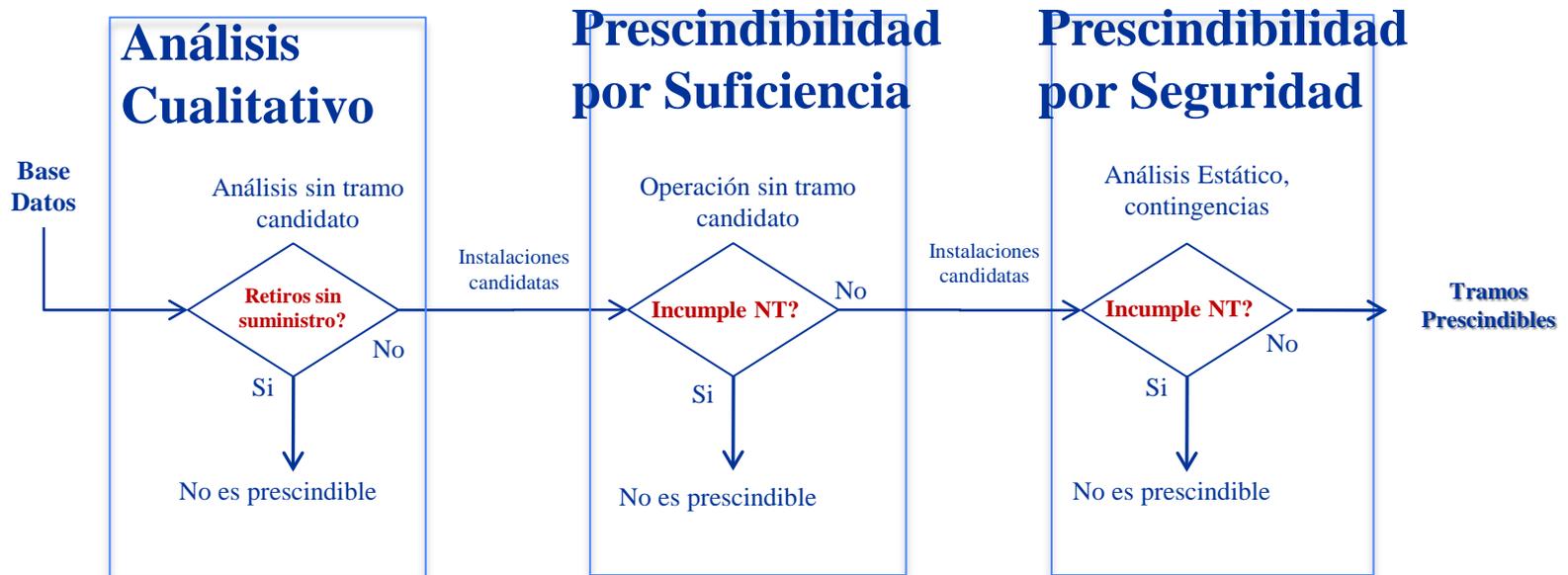
Prescindibilidad por Suficiencia: consiste en sacar de servicio el tramo candidato y ejecutar un flujo de potencia en cada condición de generación-demanda extrema del sistema. Si en las instalaciones se producen tensiones fuera de los **rangos exigidos por la NT de SyCS** o si se **sobrepasan las capacidades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

- **Prescendencia**

Resultados: Instalaciones Eliminadas

Nombre Instalación	Tipo	Prescindible
Tap Chagres 110->Chagres 110	Línea	SI
Esperanza 110->Las Vegas 110	Línea	SI
Torquemada 110->Con Con 110 I	Línea	SI
La Calera 044->Tap Pachacama 044 I	Línea	SI
Tap Pachacama 044->Las Vegas 044 I	Línea	SI
San Rafael 044->Tap San Rafael 2 044 I	Línea	SI
San Rafael 044->Tap San Rafael 2 044 II	Línea	SI
Tap San Felipe 2 044->San Felipe 044 I	Línea	SI
San Antonio 023->San Antonio 012 I	Transformador	SI
San Antonio 023->San Antonio 012 II	Transformador	SI
San Felipe 044->San Felipe 012	Transformador	SI

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 (transporte/transformación) se reducen a la mínima necesaria para cumplir con la suficiencia y la NT de SyCS.

Criterios:

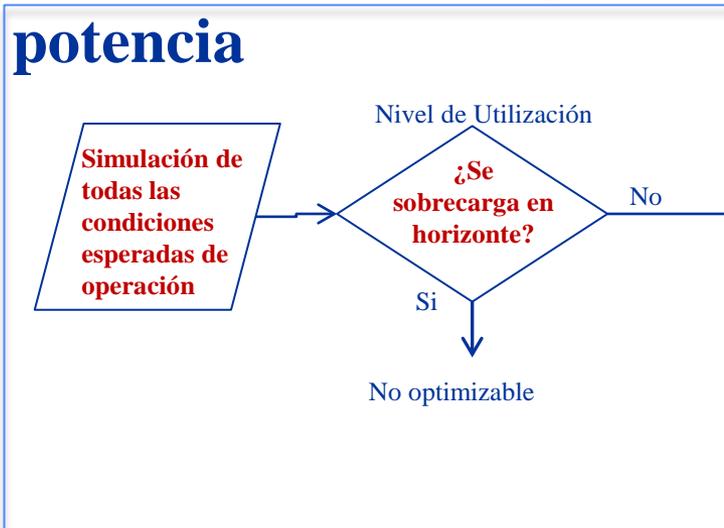
- Obtención de flujos máximos, por año y por instalación, de diversas fuentes:
 - Programa de operación de largo plazo PLP (60 etapas x 51 hidrologías).
 - Digsilent en diversos escenarios (de generación local y demanda) y estados:
 - 4 escenarios (combinatoria de Gx y Dem max y min) en estado normal 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 NA en operación cerrada .
 - 1 escenario, pero en estado de alerta con contingencias en cada línea de doble circuito o anillada .
 - Máxima local para las líneas radiales y transformadores de DP.
- Se optimizan todos los tramos no saturados en ningún año del horizonte.
- Análisis técnico, de largo plazo. Se elige calibre o capacidad mínima que no produzca saturaciones en todo el horizonte.

Adaptación del Sistema

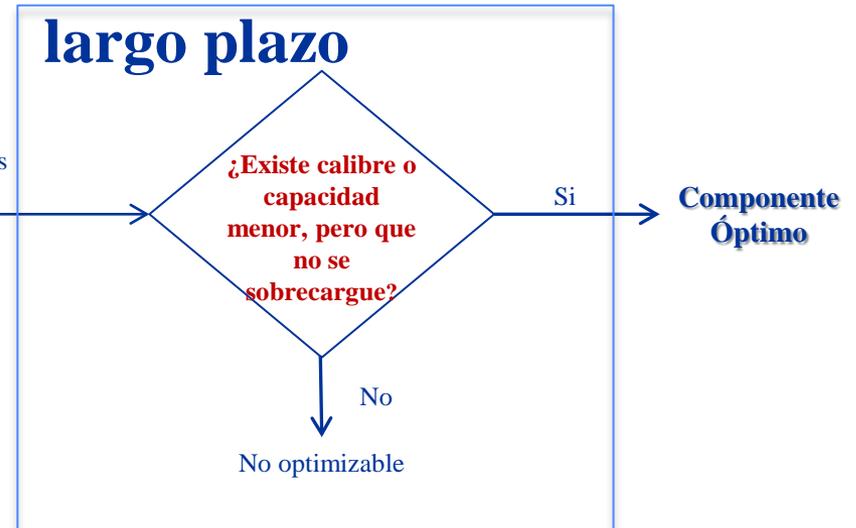
- Adaptación técnica

- Optimización

Simulaciones de flujos de potencia



Análisis Técnico de largo plazo



Adaptación del Sistema

- Adaptación técnica

- Optimización

Resultados LLTT:

NOMBRE LÍNEA	CONDUCTOR REAL	CONDUCTOR OPTIMIZADO
Agua Santa 110->Placilla SIC2 110	AAAC_BUTTE	AAAC_ANAHEIM
Concon 110->Bosquemar 110	AAAC_CAIRO	AAAC_ANAHEIM
El Melon 044->Tunel Melon 044	AAAC_AZUSA	AAAC_AMES
Tap Caleu 044->Caleu 044	CU_2/0	CU_2
Tap Caleu 044->Rungue 044	ACSR_QUAIL	ACSR_SPARROW
Tap El Manzano Litoral 066->El Totoral 066	AAAC_AZUSA	AAAC_AMES
Tap Entel 044->Entel 044	ACSR_QUAIL	ACSR_SPARROW
Tap Entel 044->Rungue 044	ACSR_QUAIL	ACSR_SPARROW
Tap Quintay 066->Quintay 066	AAAC_ALLIANCE	AAAC_AMES
Rio Blanco 044->Juncal 044 I	ACSR_PIGEON	ACSR_SPARROW
Rio Blanco 044->Juncal 044 II	ACSR_PIGEON	ACSR_SPARROW
Tap Rungue->FFCC Rungue 44 I	ACSR_QUAIL	ACSR_SPARROW
Tap Rungue 044 -> Rungue 044 I	CU_2/0	CU_2
Tap Rungue->FFCC Rungue 44 II	ACSR_QUAIL	ACSR_SPARROW
Tap Rungue 044 -> Rungue 044 II	CU_2/0	CU_2
(Ei1) Tap S Sebastian-S Sebastian-66->San Sebastian 66	CU_2/0	CU_2
Tap S Sebastian 66->(Ei1) Tap S Sebastian-San Sebastian-66	CU_2/0	CU_2
La Calera 044->Tap Pachacama 044 I	ACSR_PIGEON	ACSR_SPARROW
Tap Pachacama 044->Las Vegas 044 I	ACSR_QUAIL	ACSR_SPARROW
(Ei1) Agua Santa-Miraflores-110->Miraflores 110 I	ACAR_1400	ACAR_350
(Ei1) Agua Santa-Miraflores-110->Miraflores 110 II	ACAR_1400	ACAR_350
Agua Santa 110->(Ei1) Agua Santa-Miraflores-110 I	ACAR_1400	ACAR_350
Agua Santa 110->(Ei1) Agua Santa-Miraflores-110 II	ACAR_1400	ACAR_350
(Ei1) La Calera-El Melon-044->(Ei2) La Calera-El Melon-044	AAAC_ALLIANCE	AAAC_AMES
(Ei2) La Calera-El Melon-044->(Ei3) La Calera-El Melon-044	AAAC_BUTTE	AAAC_AMES
(Ei3) La Calera-El Melon-044->El Melon 044	AAAC_ALLIANCE	AAAC_AMES
FFCC Los Andes 044->Riecillo 044 I	ACSR_PIGEON	ACSR_SPARROW
FFCC Los Andes 044->Riecillo 044 II	ACSR_PIGEON	ACSR_SPARROW
La Calera 044->(Ei1) La Calera-El Melon-044	CU_2/0	CU_2
Las Vegas 044->Tap Caleu 044	ACSR_QUAIL	ACSR_SPARROW
Las Vegas 044->Tap Entel 044	ACSR_QUAIL	ACSR_SPARROW
Tap Pachacama 1 110->La Calera 110 I	ACSR_GROSBECK	ACSR_WAXWING
Tap Pachacama 2 110->La Calera 110 II	ACSR_GROSBECK	ACSR_WAXWING
Tap Algarrobo 066->San Jeronimo 066	AAAC_CANTON	AAAC_ANAHEIM
Torquemada 110->Miraflores 110 I	AAAC_800	AAAC_CAIRO
Torquemada 110->Miraflores 110 II	AAAC_800	AAAC_CAIRO
Panquehue 044->Tap San Felipe 2 044 I	ACSR_QUAIL	ACSR_SPARROW
Panquehue 044->Tap San Felipe 2 044 II	ACSR_QUAIL	ACSR_SPARROW
Riecillo 044->Rio Blanco 044 I	ACSR_PIGEON	ACSR_SPARROW
Riecillo 044->Rio Blanco 044 II	ACSR_PIGEON	ACSR_SPARROW
Tap San Felipe 2 044->Tap San Rafael 2 044 I	ACSR_PIGEON	ACSR_SPARROW
Tap San Felipe 2 044->Tap San Rafael 2 044 II	ACSR_PIGEON	ACSR_SPARROW
San Luis 220->Agua Santa 220 I	2xAAAC_FLINT	1xAAAC_FLINT
San Luis 220->Agua Santa 220 II	2xAAAC_FLINT	1xAAAC_FLINT
Tap San Rafael 2 044->FFCC Los Andes 044 I	ACSR_PIGEON	ACSR_SPARROW
Tap San Rafael 2 044->FFCC Los Andes 044 II	ACSR_PIGEON	ACSR_SPARROW

Adaptación del Sistema

- **Adaptación técnica**

- **Optimización**

Resultados SSEE:

NOMBRE TRANSFORMADOR	Capacidad real (MVA)	Capacidad Optimizada (MVA)
Tap Algarrobo Norte 066->Tap Algarrobo Norte 012	7,0	4,9
Bosquemar 110->Bosquemar 012	30,0	12,0
Caleu 023->Caleu 012	3,0	2,0
Caleu 044->Caleu 023	1,0	0,5
San Antonio 110->San Antonio 023 III	25,0	18,0
Tunel Melon 044->Tunel Melon 012	4,5	1,0
La Calera 110->La Calera 044	25,0	18,0

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 Alternativa 1.

- SE Nueva Marga Marga
- SE La Palma

Las SSEE anteriores toman carga de las SSEE Calera, Quilpúe y San Pedro, evitando con ello el aumento de capacidad que sería necesario incorporar en estas SSEE en la alternativa 1 y mejorando la confiabilidad del sistema.

Adaptación del Sistema

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

- **Reserva de transformadores**

Respaldo unidades móviles Sistema STX-C			
Grupo	Caracterización Politrafos	Cantidad	Ubicación en Ciudad
G1	110-66/13,2-12 (25MVA)	1	LIMACHE
G2	44/12 (12MVA)	1	CONCON
G3	44/23-12 (8MVA)	1	EL MELON
Especial	220/110/60 (150MVA) (*)	1	QUILLOTA

Adaptación del Sistema

- **Factor de utilización sistema optimizado**

Líneas : 33.3 %

Transformadores : 55.39%

Total STxC : 37.3%

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

Plan de Expansión a 10 años

➤ Refuerzos y nuevas obras de líneas 1

AÑO	TRAMO	EXPANSIÓN	Conductor Original	Conductor Final
2014	Tap Chagres 044->Catemu 044	Reemplazo 3/0 (2014)	4	CU
2020	Miraflores 110->Marga Marga 110 I	Reemplazo 300 (2020)	4/0	CU
2018	Tap Algarrobo 066->Casablanca 066 II	Reemplazo 2/0 (2018)	2	CU
2023	Tap Quilpue 110->Quilpue 110 I	Reemplazo DARIEN (2023)	BUTTE	AAAC
2023	Tap Quilpue 110->Quilpue 110 II	Reemplazo DARIEN (2023)	BUTTE	AAAC
2019	Tap Valparaiso 110->Valparaiso 110 I	Reemplazo 3/0 (2019)	1/0	CU
2019	Tap Valparaiso 110->Valparaiso 110 II	Reemplazo 3/0 (2019)	1/0	CU
2017	Tap Pachacama 1 110->Las Vegas 110 I	Reemplazo 1534.4 (2017)	1100	ACAR
2017	Tap Pachacama 2 110->Las Vegas 110 II	Reemplazo 1534.4 (2017)	1100	ACAR
2015	(Ei1) San Pedro-Tap Quilpue-110->Tap Quilpue 110 I [Tramo: Estructura 37->Tap Quilpue]	Reemplazo ELGIN (2015)	BUTTE	AAAC
2015	(Ei1) San Pedro-Tap Quilpue-110->Tap Quilpue 110 I [Tramo: S Pedro-T Quilpue-Estructura 37]	Reemplazo ELGIN (2015)	BUTTE	AAAC
2015	(Ei1) San Pedro-Tap Quilpue-110->Tap Quilpue 110 II [Tramo: Estructura 37->Tap Quilpue]	Reemplazo ELGIN (2015)	BUTTE	AAAC
2015	(Ei1) San Pedro-Tap Quilpue-110->Tap Quilpue 110 II [Tramo: S Pedro-T Quilpue-Estructura 37]	Reemplazo ELGIN (2015)	BUTTE	AAAC
2014	Quillota 110->San Pedro 110	Reemplazo 2x1700 (2014)	1700	ACAR
2015	San Pedro 110->Tap Pachacama 1 110 I [Tramo: San Pedro->Tap La Palma]	Reemplazo 1700 (2015)	1100	ACAR
2015	San Pedro 110->Tap Pachacama 1 110 I [Tramo: Tap La Palma-Pachacama]	Reemplazo 1700 (2015)	1100	ACAR
2015	San Pedro 110->Tap Pachacama 2 110 II [Tramo: San Pedro->Tap La Palma]	Reemplazo 1700 (2015)	1100	ACAR
2015	San Pedro 110->Tap Pachacama 2 110 II [Tramo: Tap La Palma-Pachacama]	Reemplazo 1700 (2015)	1100	ACAR
2015	San Pedro 110->(Ei1) San Pedro-Tap Quilpue-110 I	Reemplazo 400 (2015)	4/0	CU
2015	San Pedro 110->(Ei1) San Pedro-Tap Quilpue-110 II	Reemplazo 400 (2015)	4/0	CU
2014	Tap Placeres 110->Tap Valparaiso 110 I	Reemplazo GREELEY (2014)	CAIRO	AAAC
2014	Tap Placeres 110->Tap Valparaiso 110 II	Reemplazo GREELEY (2014)	CAIRO	AAAC

Plan de Expansión a 10 años

➤ Refuerzos y nuevas obras de líneas 2

AÑO	TRAMO	EXPANSIÓN	Conductor Original	Conductor Final
2014	Tap Playa Ancha 110->Laguna Verde 110 I	Reemplazo 400 (2014)	2/0	CU
2014	Tap Playa Ancha 110->Laguna Verde 110 II	Reemplazo 400 (2014)	2/0	CU
2016	Tap San Sebastian 066->San Antonio 066 I	Reemplazo 4/0 (2016)	2/0	CU
2016	Ventanas 110->Torquemada 110 I	Reemplazo 2x800 (2016)	800	AAAC
2016	Ventanas 110->Torquemada 110 II	Reemplazo 2x800 (2016)	800	AAAC
2014	Tap San Rafael 110->San Rafael 110 I	Reemplazo LINNET (2014)	ANAHEIM	ACCC
2014	Tap San Rafael 110->San Rafael 110 II	Reemplazo LINNET (2014)	ANAHEIM	ACCC
2014	Chagres 110->Esperanza 110	Reemplazo LINNET (2014)	BUTTE	ACCC
2014	Tap Chagres 110->Esperanza 110	Reemplazo LINNET (2014)	BUTTE	ACCC
2014	Tap Los Maquis 110->Tap San Rafael 110	Reemplazo LINNET (2014)	BUTTE	ACCC
2014	Tap Los Maquis 110->Totoralillo 110	Reemplazo LINNET (2014)	BUTTE	ACCC
2014	Totoralillo 110->Tap San Rafael 110	Reemplazo LINNET (2014)	BUTTE	ACCC
2014	Tap San Felipe 110->Tap Chagres 110	Reemplazo LINNET (2014)	BUTTE	ACCC
2014	Tap San Felipe 110->Chagres 110	Reemplazo LINNET (2014)	BUTTE	ACCC
2014	Tap San Rafael 110->Tap San Felipe 110 I	Reemplazo LINNET (2014)	BUTTE	ACCC
2014	Tap San Rafael 110->Tap San Felipe 110 II	Reemplazo LINNET (2014)	BUTTE	ACCC
2014	Tap Los Maquis 110->Los Maquis 110 II	Reemplazo LINNET (2014)	BUTTE	ACCC
2014	Tap Los Maquis 110->Los Maquis 110 I	Reemplazo LINNET (2014)	BUTTE	ACCC
2014	Tap San Felipe 110->San Felipe 110 I	Reemplazo LINNET (2014)	BUTTE	ACCC
2014	Tap San Felipe 110->San Felipe 110 II	Reemplazo LINNET (2014)	BUTTE	ACCC
2015	Estructura 37->Villa Alemana I [Nueva Línea]	Nueva línea ELGIN (2015)		AAAC
2015	Estructura 37->Villa Alemana II [Nueva Línea]	Nueva línea ELGIN (2015)		AAAC
2015	Tap La Palma->La Palma I [Nueva Línea]	Nueva Línea AMHERST (2015)		AAAC
2015	Tap La Palma->La Palma II [Nueva Línea]	Nueva Línea AMHERST (2015)		AAAC

Plan de Expansión a 10 años

➤ Refuerzos y nuevas obras de SSEE 1

AÑO	TRAMO	EXPANSIÓN	CAP. Original (MVA)
2020	Catemu 044->Catemu 012 I	Nuevo Transformador en paralelo 3.5 MVA (2020)	16
2020	Casablanca 066->Casablanca 012 I	Nuevo Transformador en paralelo 11.2 MVA (2014)	18,3
2020	Con Con 110->Con Con 012 I	Nuevo Transformador en paralelo 4.2 MVA (2020)	25
2014	El Melon 044->El Melon 012	Nuevo Transformador en paralelo 4 MVA (2014)	8
2019	El Totoral 066->El Totoral 12.5	Nuevo Transformador en paralelo 1.875 MVA (2019)	8
2014	Juncal 044->Juncal 012	Nuevo Transformador en paralelo 0.5 MVA (2014)	1
2021	Balandras 066->Balandras 12.5 II	Nuevo Transformador en paralelo 1 MVA (2021)	12,5
2019	La Calera 110->La Calera 012 I	Nuevo Transformador en paralelo 16 MVA (2015)	9,5
2016	La Calera 110->La Calera 012 II	Nuevo Transformador en paralelo 16 MVA (2015)	22,5
2021	Las Piñatas 066->Las Piñatas 012	Nuevo Transformador en paralelo 0.5 MVA (2021)	1,875
2015	Placeres 110->Placeres 012 I	Nuevo Transformador en paralelo 24 MVA (2014)	25
2018	Miraflores 110->Miraflores 13.2	Nuevo Transformador en paralelo 7.5 MVA (2018)	25
2015	Miraflores 110->Miraflores 012 II	Nuevo Transformador en paralelo 24 MVA (2014)	20
2017	Marga Marga 110->Marga Marga 13.2 I	Nuevo Transformador en paralelo 18 MVA (2014)	26
2021	Marga Marga 110->Marga Marga 13.2 II	Nuevo Transformador en paralelo 20 MVA (2014)	30
2016	Playa Ancha 110->Playa Ancha 13.8 I	Nuevo Transformador en paralelo 20 MVA (2014)	20
2016	Panquehue 044->Panquehue 012	Nuevo Transformador en paralelo 4.5 MVA (2016)	16
2021	Quilpue 110->Quilpue 012 I	Nuevo Transformador en paralelo 9.5 MVA (2015)	25
2014	Quintay 066->Quintay 012	Nuevo Transformador en paralelo 0.5 MVA (2014)	3,125
2019	Quintero 110->Quintero 012 I	Nuevo Transformador en paralelo 16 MVA (2014)	20
2020	Reñaca 110->Reñaca 012 I	Nuevo Transformador en paralelo 12 MVA (2014)	22,4
2023	Reñaca 110->Reñaca 012 II	Nuevo Transformador en paralelo 12 MVA (2014)	22,4

Plan de Expansión a 10 años

➤ Refuerzos y nuevas obras de SSEE 2

AÑO	TRAMO	EXPANSIÓN	CAP. Original (MVA)
2017	San Antonio 110->San Antonio 012 I	Nuevo Transformador en paralelo 18 MVA (2014)	25
2019	San Antonio 110->San Antonio 012 II	Nuevo Transformador en paralelo 18 MVA (2014)	25
2018	San Felipe 110->San Felipe 012 I	Nuevo Transformador en paralelo 18 MVA (2014)	25
2019	San Felipe 110->San Felipe 012 II	Nuevo Transformador en paralelo 18 MVA (2014)	25
2021	San Jeronimo 066->San Jeronimo 012	Nuevo Transformador en paralelo 0.5 MVA (2021)	5,25
2021	San Pedro 110->San Pedro 012 I	Nuevo Transformador en paralelo 7.9 MVA (2015)	25
2018	San Rafael 110->San Rafael 012 I	Nuevo Transformador en paralelo 18 MVA (2014)	22,5
2018	San Rafael 110->San Rafael 012 II	Nuevo Transformador en paralelo 18 MVA (2014)	25
2016	Valparaiso 110->Valparaiso 012 I	Nuevo Transformador en paralelo 20 MVA (2014)	25
2017	Valparaiso 110->Valparaiso 012 II	Nuevo Transformador en paralelo 20 MVA (2014)	25
2021	Agua Santa 220->Agua Santa 110	Nuevo Transformador en paralelo 55 MVA (2021)	300
2014	Los Maquis 220->Los Maquis 110	Nuevo Transformador en paralelo 195 MVA (2014)	120
2014	Quillota 220->Quillota 110 I	Nuevo Transformador en paralelo 90 MVA (2014)	75
2015	Quillota 220->Quillota 110 II	Nuevo Transformador en paralelo 90 MVA (2015)	75
2014	San Antonio 066->San Antonio 110	Nuevo Transformador en paralelo 34.5 MVA (2014)	34,5
2015	La Palma 110->La Palma 012 I (Nueva Subestación)	Nuevo Transformador 25 MVA (2015)	
2017	La Palma 110->La Palma 012 II (Nueva Subestación)	Nuevo Transformador 25 MVA (2015)	
2015	Villa Alemana 110->Villa Alemana 012 I (Nueva Subestación)	Nuevo Transformador 24 MVA (2015)	
2016	Villa Alemana 110->Villa Alemana 012 II (Nueva Subestación)	Nuevo Transformador 24 MVA (2015)	
2015	Laguna Verde 110/66 kV_	Nuevo Transformador 16 MVA (2016)	

Plan de Expansión a 10 años

- Valor Presente del Sistema Adaptado

AÑO	AVI	COMA	Costo Perdidas E y P	Costo Falla
2014	51,796	20,174	12,632	174,172
2015	54,641	20,666	15,460	180,709
2016	55,027	20,758	16,727	189,315
2017	55,451	20,795	15,933	196,770
2018	55,872	21,026	18,604	203,641
2019	56,258	21,028	16,301	208,433
2020	56,485	21,032	19,601	214,544
2021	56,981	21,074	20,776	219,547
2022	56,982	21,092	19,951	226,014
2023	57,050	21,023	22,161	233,696
			VP	1,799,560

Plan de Expansión a 10 años

- **Incorporación de TT.PP. por criterio N-1:** Bajo este criterio se incorporan 14 TT.PP., la incorporación debió ser materializada en 2014 (de inmediato), pero por razonabilidad logística y de rentabilidad la incorporación fue realizada a contar de 2015 y a razón de 2 TT.PP. por año.

Distribución de Nuevos TT.PP. por Criterio N-1				
Nombre CNE	Motivo	Año Ingreso Criterio N-1	Comentario	Año Ingreso con Ajuste
Placeres 110->Placeres 012 I	N-1	2014	Nuevo Transformador en paralelo 24 MVA (2014)	2015
Miraflores 110->Miraflores 012 I	N-1	2014	Nuevo Transformador en paralelo 24 MVA (2014)	2015
Playa Ancha 110->Playa Ancha 13.8 I	N-1	2014	Nuevo Transformador en paralelo 20 MVA (2014)	2016
Valparaiso 110->Valparaiso 012 I	N-1	2014	Nuevo Transformador en paralelo 20 MVA (2014)	2016
Marga Marga 110->Marga Marga 13.2 I	N-1	2014	Nuevo Transformador en paralelo 18 MVA (2014)	2017
San Antonio 110->San Antonio 012 I	N-1	2014	Nuevo Transformador en paralelo 18 MVA (2014)	2017
San Felipe 110->San Felipe 012 I	N-1	2014	Nuevo Transformador en paralelo 18 MVA (2014)	2018
San Rafael 110->San Rafael 012 I	N-1	2014	Nuevo Transformador en paralelo 18 MVA (2014)	2018
La Calera 110->La Calera 012 I	N-1	2014	Nuevo Transformador en paralelo 16 MVA (2014)	2019
Quintero 110->Quintero 012 I	N-1	2014	Nuevo Transformador en paralelo 16 MVA (2014)	2019
Casablanca 066->Casablanca 012 I	N-1	2014	Nuevo Transformador en paralelo 11.2 MVA (2014)	2020
Reñaca 110->Reñaca 012 I	N-1	2014	Nuevo Transformador en paralelo 12 MVA (2014)	2020
Quilpue 110->Quilpue 012 I	N-1	2014	Nuevo Transformador en paralelo 9.5 MVA (2014)	2021
San Pedro 110->San Pedro 012 I	N-1	2014	Nuevo Transformador en paralelo 7.9 MVA (2014)	2021

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

Valorización Resultante

- VASTx**

MUS\$/año	2013	2013 optimizado	2014	2015	2016	2017	2018
VI Físico	424,202	420,316	436,530	460,204	463,616	467,381	471,135
Intereses Intercalares	38,139	37,779	39,279	41,460	41,774	42,120	42,466
Intangibles	3,981	3,938	4,102	4,311	4,345	4,380	4,417
Capital de Explotación	3,331	3,318	3,362	3,444	3,460	3,466	3,504
Total VI	469,654	465,351	483,273	509,420	513,194	517,347	521,521
aVI	50,382	49,931	51,796	54,641	55,027	55,451	55,872
COMA	19,989	19,910	20,174	20,666	20,758	20,795	21,026
VASTx(i)	70,371	69,841	71,969	75,308	75,785	76,246	76,899

VASTx 2015-2018 MUS\$

240,901

Valorización Resultante

- **Factor de Expansión de Pérdidas**

- **Energía**

Año Cronológico	Perd E Total (GWh)	Eannual Ret (GWh)	FEPE
2014	139	5.912	1,0235
2015	175	6.194	1,0282
2016	186	6.467	1,0287
2017	175	6.661	1,0262
2018	209	6.848	1,0306
2019	178	7.009	1,0255
2020	221	7.214	1,0306
2021	235	7.383	1,0319
2022	223	7.600	1,0293
2023	251	7.858	1,0319

Valorización Resultante

- **Factor de Expansión de Pérdidas**

➤ **Potencia**

Año	Perd Total (MW)	Dem (MW)	FEPP
2014	23,31	725,6	1,0321
2015	24,47	736,9	1,0332
2016	29,39	770,1	1,0382
2017	30,02	792,2	1,0379
2018	30,28	814,1	1,0372
2019	30,84	832,6	1,0370
2020	31,94	856,7	1,0373
2021	32,68	876,2	1,0373
2022	33,85	901,1	1,0376
2023	35,21	932,1	1,0378

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)	6,194	6,467	6,661	6,848
FPpi	1.0235	1.0282	1.0287	1.0262
FPe	1.0266			

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

Factor de Expansión de Potencia	2015	2016	2017	2018
Demanda (MW)	737	770	792	814
Fppi	1.0332	1.0382	1.0379	1.0372
FPp	1.0365			

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

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).
- 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

- Metodología

➤ Pago final de generadores = Mín (US\$ Participaciones, US\$ CD)

Central	VP al 2013 (US\$)	Pago de Generadores (US\$)			
		2015	2016	2017	2018
Chacabuquito	9.401	4.207	3.443	2.784	2.312
Colmito	3.841	317	981	3.404	832
Total	1.197	95	444	958	210
Placilla	243	16	85	196	50
Juncalito	213.908	74.230	74.230	74.230	74.230
Quintay	3.683	348	1.079	2.934	934
Total	232.272	79.214	80.262	84.507	78.568
VASTX	219.001.119	75.307.416	75.785.336	76.246.010	76.898.454
Pago c.r.a. VASTX	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%	0,10%

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**

Fórmulas de Indexación

- **Metodología**

Las fórmulas de indexación se se diseñaron sobre la base del origen principal de la partida de costo de inversión o gasto, esto es bienes transables y no transables.

En el caso del VI se analizó para cada tipo de material su origen y su tipo de formulación de precio final, de ese análisis el material o partida fue clasificada como “nacional” (no transable) o “importado” (transable), además se consideró como importado un 60% del valor de los fletes y un 30% del valor de los montajes, ello en función de combustibles, neumáticos, lubricantes, vehículos, maquinaria, equipos. En el caso de la anualidad del VI (aVI), se consideró que seguía la misma proporcionalidad que el VI.

En el caso del COMA para cada cuenta de gasto se analizó su origen y formulación de precio final para clasificar la componente como “nacional” o “importado”.

De la combinación del aVI y COMA se determinó la indexación del VASTx y Pago de Generadores.

Bienes importados o transables (transados internacionalmente), la partida se asoció al CPI (Consumer Price Index). Por otra parte si la partida de costo correspondía a bienes nacionales o no transables, la partida se asoció al IPC nacional.

Fórmulas de Indexación

- **Metodología**

Los valores relacionados con productos importados o transables (precios internacionales) se asociaron al CPI (Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA), los valores relacionados con el mercado doméstico o no transables (precios domésticos) se asociaron al IPC (Índice de Precios al Consumidor), calculado y publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas.

Fórmulas de Indexación

• Estructura

A partir agrupaciones realizadas se determinó la importancia relativa de cada componente de los valores antes mostrados, relacionándolos con los índices ya comentados, en el convencimiento de que ellos representan su variación en el tiempo de mejor forma. De esta forma se obtuvo la fórmula genérica de indexación del AVI, COMA y Pago de Generadores dada por la siguiente expresión:

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

Donde:

- IPC_t : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación.
- IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes anterior al que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- CPI_t : Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Correspondiente al tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.
- CPI_0 : Consumer Price Index (USA). Correspondiente al tercer mes anterior al que las tarifas resultantes serán aplicadas..
- D_t : Valor del dólar observado de los Estados Unidos de América, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al último mes anterior al mes en que se aplique la indexación.
- D_0 : Valor del dólar observado de los Estados Unidos de América, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes anterior al que las tarifas resultantes serán aplicadas.

Fórmulas de Indexación

- Resultados

Coeficientes	Indice	VI y aVI	COMA	VASTX	Pago de Generadores
Coef ₁	IPC	75,6%	73,1%	74,9%	74,9%
Coef ₂	CPI	24,4%	26,9%	25,1%	25,1%

ESTUDIO PARA LA DETERMINACIÓN DE COSTOS DEL VASTx "C" 2015-2018