



**Comisión
Nacional de
Energía**

Gobierno de Chile

**PROGRAMA DE OBRAS DE
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN
DE LOS SISTEMAS
INTERCONECTADOS CENTRAL (SIC)
Y DEL NORTE GRANDE (SING)**

INFORME TÉCNICO ANUAL

AGOSTO DE 2013

SANTIAGO – CHILE

ÍNDICE

1.-	INTRODUCCIÓN.....	3
2.-	CRITERIOS, SUPUESTOS Y CONSIDERACIONES DE LARGO PLAZO.	4
2.1.-	Horizonte de Simulación.	4
2.2.-	Previsión de la Demanda Eléctrica.....	4
2.2.1	Demanda en el Sistema Interconectado Central.....	5
2.2.2	Demanda en el Sistema Interconectado del Norte Grande.....	5
2.3.-	Precios de los combustibles de centrales térmicas.....	6
2.4.-	Instalaciones de generación y transmisión en construcción.....	12
2.5.-	Instalaciones de generación en estudio.	14
2.6.-	Otros criterios generales.	15
3.-	ESCENARIOS DE EXPANSIÓN UTILIZADOS.	16
3.1.-	Plan de Obras de generación y transmisión.....	16
4.-	CARACTERÍSTICAS Y CRITERIOS DE LOCALIZACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN.	17
4.1.-	Centrales a Gas Natural Licuado	18
4.2.-	Centrales a Carbón	18
4.3.-	Centrales Hidroeléctricas	18
4.4.-	Centrales Eólicas, Geotérmicas y Solares.	18
5.-	VALOR DE INVERSIÓN Y COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN.....	19
6.-	PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN.....	20
7.-	RESULTADOS FINALES.	22
7.1.-	Costos Totales del Sistema.....	22
7.2.-	Costos Marginales Promedios Anuales del Sistema.....	22

INFORME TÉCNICO ANUAL PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC) Y EN EL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (SING)

1.- INTRODUCCIÓN.

La Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “Comisión”, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 38° y siguientes del Decreto N° 86/2012, que aprueba Reglamento para la fijación de Precios de Nudo, debe elaborar un Informe anual que determine el Programa de Obras de Generación y Transmisión de los sistemas interconectados SIC y SING, que minimice el costo total actualizado de abastecimiento correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación, mantención, administración y racionamiento, durante el horizonte de planificación. Para este fin, la Comisión podrá establecer diferentes escenarios óptimos de expansión de generación y transmisión, considerando las distintas alternativas de desarrollo de la matriz energética de cada sistema eléctrico, las instalaciones de transmisión existentes y en construcción junto con proyectos genéricos que esta Comisión considere, el comportamiento proyectado de la demanda en el horizonte de planificación, entre otros aspectos a considerar.

El Programa de Obras de Generación y Transmisión que resulte de este Informe, será de carácter indicativo y será utilizado para determinar los Precios de Nudo de Corto Plazo de las fijaciones de octubre 2013 y abril 2014. Sin perjuicio de lo anterior, y con ocasión de los procesos tarifarios mencionados precedentemente, la Comisión podrá actualizar el Programa, si las hipótesis y/o las variables que lo sustentan sufren modificaciones relevantes que así lo ameriten.

2.- CRITERIOS, SUPUESTOS Y CONSIDERACIONES DE LARGO PLAZO.

En relación a la determinación del Programa de Obras, esta Comisión tuvo en consideración criterios tales como el Horizonte de Simulación, la Previsión de Demanda, Costos de Combustibles, Obras en construcción, Proyectos en estudio, entre otros, los que se indican en los siguientes numerales.

2.1.- Horizonte de Simulación.

El horizonte de simulación utilizado para la determinación de la operación económica de los sistemas eléctricos, se subdividirá en dos periodos consecutivos y tendrá una extensión de 10 años, para ambos Sistemas Interconectados. El primero, denominado “Periodo de cálculo”, corresponde a aquel donde se establezcan los costos marginales de energía del sistema para la determinación del Precio Básico de Energía en las fijaciones semestrales de precio de nudo y se extenderá por 48 meses de operación. El periodo restante se denominará “Periodo de Planificación”. En el siguiente cuadro se muestra como quedan conformados ambos periodos en el horizonte de simulación.

CUADRO N° 1: Horizonte de simulación.

Periodo	Mes	Año
Periodo de Cálculo	Octubre	2013
	Septiembre	2017
Periodo de Planificación	Octubre	2017
	Septiembre	2023

Adicionalmente, se agregan dos años al periodo de planificación de ambos sistemas interconectados, de manera de solucionar problemas de borde en la simulación de operación económica.

2.2.- Previsión de la Demanda Eléctrica.

Para la previsión de la demanda de energía en el SIC y en el SING, esta Comisión utilizará como base la demanda de la fijación de Precio de Nudo Abril 2013, cuyas bases y antecedentes se fundamentan en el informe “ESTUDIO DE PROYECCIÓN DE DEMANDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA 2013-2023”, conforme al artículo 272 del Reglamento Eléctrico¹.

Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión podrá modificar la previsión de demanda para el proceso tarifario correspondiente, si las hipótesis y/o las variables que la conforman sufren modificaciones que ameriten revisar la proyección.

¹ Modificado según Decreto Supremo N°158, publicado en el Diario Oficial el día 5 de Septiembre de 2003.

2.2.1 Demanda en el Sistema Interconectado Central.

De acuerdo con la información desarrollada por esta Comisión, la previsión de demanda que se utilizará para determinar el Programa de Obras del SIC en el presente Informe se muestra a continuación.

CUADRO N° 2: Previsión de Demanda del SIC.

PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA		
Año	Energía [GWh]	Tasa
2013	48.691	5,8%
2014	51.593	6,0%
2015	54.591	5,8%
2016	57.868	6,0%
2017	61.019	5,4%
2018	63.927	4,8%
2019	67.034	4,9%
2020	70.264	4,8%
2021	73.893	5,2%
2022	77.279	4,6%
2023	80.478	4,1%

2.2.2 Demanda en el Sistema Interconectado del Norte Grande.

De acuerdo con la información desarrollada por esta Comisión, la previsión de demanda que se utilizará para determinar el Programa de Obras del SING en el presente Informe se muestra a continuación.

CUADRO N° 3: Previsión de Demanda del SING.

PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA		
Año	Energía [GWh]	Tasa
2013	15.789	5,7%
2014	17.057	8,0%
2015	18.215	6,8%
2016	19.339	6,2%
2017	20.453	5,8%
2018	21.852	6,8%
2019	23.569	7,9%
2020	25.280	7,3%
2021	27.050	7,0%
2022	28.767	6,3%
2023	30.414	5,7%

2.3.- Precios de los combustibles de centrales térmicas.

Para la elaboración del presente Informe se utilizaron los precios de combustibles, rendimientos y costos variables no combustibles para las distintas centrales térmicas del SING y SIC, contenidos en la programación semanal del respectivo sistema vigente al día 26 de julio de 2013. La información mencionada fue enviada a esta Comisión por la Dirección de Operación del CDEC-SING en respuesta a la carta CNE N° 282 del 18 de julio de 2013 y por la Dirección de Operación del CDEC-SIC en respuesta a la carta CNE N° 283 del 18 de Julio de 2013. Los costos de combustibles y parámetros utilizados para las centrales térmicas del SING y del SIC se muestran en los siguientes cuadros.

CUADRO Nº 4: Costos de combustibles de centrales térmicas del SING.

Propietario	Central	Unidad	Potencia Neta [MW]	Puesta en Servicio	Tasa de salida forzada (%)	Tipo de Combustible	Porcentaje de Mezcla	Unidades de Consumo Específico	Consumo Específico	Unidades Costo de Combustible	Costo de Combustible	C. Var. no Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
EECSA	CAVANCHA	CAVA	2,6	1995	2,5%	Hidro	-	-	-	-	-	-	-
ENERNUEVAS	MINIHIDRO ALTO HOSPICIO (PMGD)	MHAH	1,1	2010	2,5%	Hidro	-	-	-	-	-	-	-
	MINIHIDRO EL TORO Nº2 (PMGD)	MHT2	1,1	2010	2,5%	Hidro	-	-	-	-	-	-	-
E-CL	CHAPIQUIÑA	CHAP	10,1	1967	2,5%	Hidro	-	-	-	-	-	-	-
	DIESEL ARICA	GMAR	8,4	1973	4,2%	Diesel	-	m3/MWh	0,2948	[US\$/m3]	853,98	9,20	260,97
		M1AR	2,9	1953	2,8%	Diesel	-	m3/MWh	0,3016	[US\$/m3]	853,98	9,20	266,80
		M2AR	2,8	1965	10,8%	Diesel	-	m3/MWh	0,3007	[US\$/m3]	853,98	9,20	266,00
	DIESEL IQUIQUE	MIIQ	2,8	1964	2,1%	Diesel	-	m3/MWh	0,3015	[US\$/m3]	841,60	9,90	263,67
		SUIQ	4,1	1957	3,0%	Diesel	-	m3/MWh	0,3260	[US\$/m3]	841,60	9,90	284,26
		TGIQ	23,6	1978	4,0%	Diesel	-	m3/MWh	0,3807	[US\$/m3]	841,60	1,70	322,10
		MAIQ	5,6	1972	7,1%	Diesel	24% - 76%	ton/MWh	0,2570	[US\$/ton]	731,43	7,90	195,88
		MSIQ	5,9	1985	7,8%	Diesel	23% - 77%	ton/MWh	0,2276	[US\$/ton]	727,93	4,70	170,38
	TERMOELÉCTRICA MEJILLONES	CTM1	154,9	1995	5,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,4350	[US\$/ton]	81,36	2,08	37,47
		CTM2	164,0	1998	5,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,4154	[US\$/ton]	81,36	2,56	36,36
		CTM3 GNL	243,2	2000	2,3%	Gas Natural	-	MBtu/MWh	7,1080	[US\$/MBtu]	7,16	4,65	55,51
		CTM3d	243,2	2000	2,3%	Diesel	-	m3/MWh	0,2482	[US\$/m3]	848,42	7,21	217,82
	DIESEL MANTOS BLANCOS	MIMB	27,9	2000	7,0%	Diesel	6% - 94%	ton/MWh	0,2368	[US\$/ton]	672,91	9,00	168,35
	TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	U12	79,6	1983	6,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,5113	[US\$/ton]	90,85	2,97	49,42
		U13	79,8	1985	6,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,4887	[US\$/ton]	90,85	2,97	47,37
		U14	127,7	1975	6,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,4510	[US\$/ton]	90,85	2,00	42,97
		U15	124,1	1975	6,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,4343	[US\$/ton]	90,85	2,00	41,46
		TG1	24,6	1970	2,0%	Diesel	-	m3/MWh	0,3980	[US\$/m3]	844,35	0,99	337,04
		TG2	24,8	1970	2,0%	Diesel	-	m3/MWh	0,3980	[US\$/m3]	844,35	0,99	337,04
		U10	36,0	1993	6,0%	Fuel Oil Nro. 6	-	ton/MWh	0,2972	[US\$/ton]	650,99	1,19	194,69
		U11	36,0	2001	6,0%	Fuel Oil Nro. 6	-	ton/MWh	0,2972	[US\$/ton]	650,99	1,19	194,69
		TG3 GNL	37,2	1993	3,0%	Gas Natural	-	MBtu/MWh	12,3781	[US\$/MBtu]	7,16	0,99	89,57
TG3d		37,2	1975	3,0%	Diesel	-	m3/MWh	0,3140	[US\$/m3]	844,35	0,99	266,12	
U16 GNL		343,0	1990	3,0%	Gas Natural	-	MBtu/MWh	6,7020	[US\$/MBtu]	7,16	6,37	54,33	
U16d		343,0	1990	3,0%	Diesel	-	m3/MWh	0,1950	[US\$/m3]	844,35	85,35	250,00	
TAMAYA		100,0	2009	5,0%	Fuel Oil Nro. 6	-	ton/MWh	0,2249	[US\$/ton]	658,46	12,66	160,76	
SOLAR EL ÁGUILA		El Águila*	2,0	2013	70,0%	Solar	-	-	1,0000	-	0,00	6,00	6,00
ANDINA		CENTRAL TÉRMICA ANDINA	CTA	152,6	2011	5,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,3971	[US\$/ton]	88,76	5,91
HORNITOS	CENTRAL TÉRMICA HORNITOS	CTH	153,9	2011	5,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,3863	[US\$/ton]	98,15	5,74	43,66
NORGENER	TERMOELÉCTRICA NORGENER	NT01	127,4	1995	5,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,4008	[US\$/ton]	87,70	1,66	36,81
		NT02	131,9	1997	5,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,3970	[US\$/ton]	87,70	1,63	36,45
CELTA	TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ	CTTAR	148,5	1998	4,1%	Carbón	-	ton/MWh	0,4460	[US\$/ton]	85,41	1,40	39,49
		TGTAR	23,7	2000	1,5%	Diesel	-	m3/MWh	0,3929	[US\$/m3]	841,19	0,41	330,95
ENAEX	DIESEL ENAEX	CUMMINS	0,7	1996	5,0%	Diesel	-	m3/MWh	0,3529	[US\$/m3]	850,95	14,00	314,34
		DEUTZ	2,0	1996	5,0%	Diesel	-	m3/MWh	0,3882	[US\$/m3]	850,95	15,00	345,37
GAS ATACAMA	ATACAMA	CC1 GNL	325,6	1999	2,3%	Gas Natural	-	MBtu/MWh	7,5029	[US\$/MBtu]	7,16	4,39	58,08
		CC1d	325,5	1999	2,3%	Diesel	-	m3/MWh	0,2152	[US\$/m3]	853,63	7,83	191,53
		CC2 GNL	325,6	2002	2,3%	Gas Natural	-	MBtu/MWh	7,5029	[US\$/MBtu]	7,16	4,39	58,08
		CC2d	325,5	2002	0,5%	Diesel	-	m3/MWh	0,2152	[US\$/m3]	853,63	7,83	191,53
AES GÉNER	SALTA	CC SALTA	223	2000	2,5%	Gas Natural	-	MBtu/MWh	0,0000	[US\$/MBtu]	2,00	0,35	0,35
		CC SALTA	109	2000	2,5%	Gas Natural	-	MBtu/MWh	0,0000	[US\$/MBtu]	2,00	0,54	0,54
ANGAMOS	ANGAMOS	ANGAMOS I	244	2011	5,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,4190	[US\$/ton]	95,68	5,63	45,72
		ANGAMOS II	244	2011	5,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,4190	[US\$/ton]	95,68	4,22	44,31
INACAL	INACAL	INACAL	6,6	2009	2,5%	Fuel Oil Nro. 6	-	ton/MWh	0,2312	[US\$/ton]	655,28	1,98	153,51
ENOR	DIESEL ZOFRI	ZOFRI_1	0,9	2006	2,5%	Diesel	-	m3/MWh	0,3376	[US\$/m3]	872,80	5,00	299,70
		ZOFRI_2	5,2	2006	2,5%	Diesel	-	m3/MWh	0,3376	[US\$/m3]	872,80	2,00	296,70
		ZOFRI_3	4,8	2009	2,5%	Diesel	-	m3/MWh	0,2647	[US\$/m3]	872,80	23,03	254,06
NORACID	NORACID	NORACID	17	2012	2,5%	Calor residual de proceso productivo	-	-	0,0000	-	0,00	0,00	0,00
ON GROUP	INGENOVA	Ingenova	2,4	2013	7,3%	Diesel	-	ton/MWh	0,2276	[US\$/ton]	727,93	4,70	170,38
PLAN DE OBRAS	PLAN DE OBRAS EN CONSTRUCCIÓN	Estandartes	1,6	sep-13	3,5%	Diesel	-	m3/MWh	0,3364	[US\$/m3]	854,06	10,62	297,92
		La Portada	3,0	sep-13	7,3%	Diesel	-	ton/MWh	0,2276	[US\$/ton]	727,93	4,70	170,38
		Pozo Almonte 2	7,5	sep-13	70,0%	Solar	-	-	1,0000	-	0,00	6,00	6,00
		Valle de los Vientos	90,0	oct-13	70,0%	Eólica	-	-	1,0000	-	0,00	7,70	7,70
		Arica Solar 1 (Etapa I)	18,0	oct-13	70,0%	Solar	-	-	1,0000	-	0,00	6,00	6,00
		La Huayca	9,0	oct-13	70,0%	Solar	-	-	1,0000	-	0,00	6,00	6,00
		Quillagua (Etapa I)	20,0	ene-14	70,0%	Solar	-	-	1,0000	-	0,00	6,00	6,00
		Arica Solar 1 (Etapa II)	22,0	mar-14	70,0%	Solar	-	-	1,0000	-	0,00	6,00	6,00
		Pozo Almonte 3	16,0	sep-14	70,0%	Solar	-	-	1,0000	-	0,00	6,00	6,00
		Quillagua (Etapa II)	30,0	ene-15	70,0%	Solar	-	-	1,0000	-	0,00	6,00	6,00
		Cochrane U1	236,0	may-16	5,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,4250	US\$/ton	101,67	6,00	49,21
		Cochrane U2	236,0	oct-16	5,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,4250	US\$/ton	101,67	6,00	49,21
		PLAN DE OBRAS RECOMENDADAS	PLAN DE OBRAS RECOMENDADAS	Eólico SING I	50	ene-19	70,0%	Eólica	-	-	1,0000	-	0,00
Solar SING I	50			ene-19	70,0%	Solar	-	-	1,0000	-	0,00	6,00	6,00
Geotérmica Puchuldiza 01	40			oct-20	4,3%	Geotérmica	-	-	1,0000	-	0,00	2,00	2,00
Eólico SING II	40			ene-21	70,0%	Eólica	-	-	1,0000	-	0,00	7,70	7,70
Geotérmica Irruputunco	40			ene-22	4,3%	Geotérmica	-	-	1,0000	-	0,00	2,00	2,00
Mejillones I	250			feb-22	5,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,3965	US\$/ton	101,67	6,00	46,31
Tarapacá I	250			may-23	5,0%	Carbón	-	ton/MWh	0,3965	US\$/ton	101,67	6,00	46,31

* Actualmente en pruebas.

CUADRO Nº 5: Costos de combustibles de centrales térmicas del SIC.

Central	Potencia Neta [MW]	Entrada en Operación	Salida de Operación	Tasa de salida forzada (%)	Tipo de Combustible	Costo de Combustible *	Unidades de costo de combustible	Consumo Especifico	Unidades de consumo específico	C. Var. no comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Los Colorados 01	1,8	*	*	3,3%	Biomasa	0,00	[US\$/MWh]	1,000		22,70	22,70
Los Colorados 02	14,7	*	*	3,3%	Biomasa	0,00	[US\$/MWh]	1,000		16,95	16,95
Santa María	15,7	Mes Sep-2013	*	3,3%	Biomasa	0,00	[US\$/Nm3]	518,000	[Nm3/MWh]	15,00	15,00
Santa Fe 01	17,0	*	*	3,3%	Biomasa	2,00	[US\$/m3e]	4,900	[m3e/MWh]	5,00	14,80
Santa Fe 02	16,8	*	*	3,3%	Biomasa	6,40	[US\$/m3e]	5,000	[m3e/MWh]	5,00	37,00
Santa Fe 03	16,1	*	*	3,3%	Biomasa	10,50	[US\$/m3e]	4,900	[m3e/MWh]	5,00	56,45
Santa Fe 04	10,8	*	*	3,3%	Biomasa	700,00	[US\$/m3e]	0,283	[m3e/MWh]	5,00	203,42
Laja CMPC 01	5,0	*	*	3,3%	Biomasa	0,00	[US\$/m3]	4,900	[m3/MWh]	0,00	0,00
Laja CMPC 02	10,0	*	*	3,3%	Biomasa	6,00	[US\$/m3]	5,000	[m3/MWh]	6,90	36,90
Laja CMPC 03	10,0	*	*	3,3%	Biomasa	700,00	[US\$/Ton]	0,375	[Ton/MWh]	6,90	269,40
Masisa	9,7	*	*	5,0%	Biomasa	6,33	[US\$/m3 st]	5,960	[m3 st/MWh]	3,40	41,13
Escuadron	11,8	*	*	3,3%	Biomasa	6,40	[US\$/m3 st]	7,000	[m3 st/MWh]	2,40	47,20
Celco 01	3,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	10,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	10,00
Celco 02	2,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	115,81	[US\$/MWh]	1,000		0,00	115,81
Celco 03	3,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	267,47	[US\$/MWh]	1,000		0,00	267,47
Ilicanten 00	5,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	0,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	0,00
Ilicanten 01	1,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	63,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	63,00
Viñales 01	6,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	16,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	16,00
Viñales 02	10,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	38,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	38,00
Viñales 03	6,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	45,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	45,00
Nueva Aldea 01	19,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	25,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	25,00
Arauco 01	10,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	40,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	40,00
Arauco 02	10,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	70,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	70,00
Arauco 03	4,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	100,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	100,00
Lautaro 01	13,5	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	6,75	[US\$/m3]	5,090	[m3/MWh]	9,60	43,96
Lautaro 02	12,5	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	6,75	[US\$/m3]	5,090	[m3/MWh]	9,60	43,96
valdivia 01	11,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	0,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	0,00
valdivia 02	21,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	18,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	18,00
valdivia 03	6,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	100,88	[US\$/MWh]	1,000		0,00	100,88
valdivia 04	23,0	*	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	214,29	[US\$/MWh]	1,000		0,00	214,29
Lautaro 2	22,0	Mes Feb-2014	*	3,3%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	60,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	60,00
cholguan 00	9,0	*	*	3,3%	Biomasa-Petróleo N°6	32,58	[US\$/MWh]	1,000		0,00	32,58
cholguan 01	4,0	*	*	3,3%	Biomasa-Petróleo N°6	286,03	[US\$/MWh]	1,000		0,00	286,03
Guacolda 01	142,9	*	*	2,1%	Carbón	112,37	[US\$/Ton]	0,360	[Ton/MWh]	1,00	41,45
Guacolda 02	142,9	*	*	2,1%	Carbón	112,37	[US\$/Ton]	0,360	[Ton/MWh]	1,00	41,45
Guacolda 03	137,1	*	*	2,1%	Carbón	78,58	[US\$/Ton]	0,350	[Ton/MWh]	2,10	29,60
Guacolda 04	139,0	*	*	2,1%	Carbón	93,12	[US\$/Ton]	0,350	[Ton/MWh]	2,00	34,59
Ventanas 01	113,4	*	*	6,9%	Carbón	114,40	[US\$/Ton]	0,415	[Ton/MWh]	2,18	49,66
Ventanas 02	208,6	*	*	2,1%	Carbón	114,40	[US\$/Ton]	0,397	[Ton/MWh]	1,38	46,80
Campiche	242,0	*	*	2,1%	Carbón	114,77	[US\$/Ton]	0,380	[Ton/MWh]	5,55	49,16
Nueva Ventanas	249,0	*	*	2,1%	Carbón	114,77	[US\$/Ton]	0,380	[Ton/MWh]	5,55	49,16
Santa María	321,0	*	*	2,1%	Carbón	108,67	[US\$/Ton]	0,352	[Ton/MWh]	3,00	41,25
Bocamina 02	342,0	*	*	2,1%	Carbón	96,68	[US\$/Ton]	0,350	[Ton/MWh]	5,74	39,58
Bocamina	122,2	*	*	12,5%	Carbón	96,68	[US\$/Ton]	0,380	[Ton/MWh]	5,27	42,01
Guacolda 05	152,0	Mes Oct-2015	*	2,1%	Carbón	94,20	[US\$/Ton]	0,404	[Ton/MWh]	2,03	40,09
Carbón VIII Región 01	343,0	Mes Oct-2018	*	2,1%	Carbón	101,67	[US\$/Ton]	0,352	[Ton/MWh]	3,00	38,79
Carbón Mallencillo 02	342,0	Mes Jul-2020	*	2,1%	Carbón	101,67	[US\$/Ton]	0,350	[Ton/MWh]	6,30	41,88
Energía Pacifico	14,3	*	*	3,3%	Desechos Forestales	8,92	[US\$/m3 st]	4,880	[m3 st/MWh]	9,83	53,36
Laja	7,0	*	*	3,3%	Desechos Forestales	0,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	0,00
Central Des.For. VII Región 03	10,0	Mes Ene-2020	*	5,0%	Desechos Forestales	25,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	25,00
Central Des.For. VIII Región 01	9,0	Mes Mar-2017	*	3,3%	Desechos Forestales	25,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	25,00
Central Des.For. VII Región 01	15,0	Mes Sep-2018	*	5,0%	Desechos Forestales	25,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	25,00
Central Des.For. VII Región 02	10,0	Mes Oct-2018	*	5,0%	Desechos Forestales	25,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	25,00
Eólica Punta Colorada	20,0	*	*	0,0%	Eólica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eólica Canela 01	18,2	*	*	0,0%	Eólica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eólica Canela 02	60,0	*	*	0,0%	Eólica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Monte Redondo	48,0	*	*	0,0%	Eólica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eólica Toloral	46,0	*	*	0,0%	Eólica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Talinay Oriente	90,0	*	*	0,0%	Eólica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Negrele Cuel	33,0	Mes Sep-2013	*	0,0%	Eólica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Los Cururos	110,0	Mes Feb-2014	*	0,0%	Eólica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
El Arrayán	115,0	Mes Mar-2014	*	0,0%	Eólica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eólica IV Región 03	50,0	Mes Ago-2018	*	0,0%	Eólica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eólica Concepción 02	50,0	Mes Dic-2018	*	0,0%	Eólica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eólica IV Región 04	50,0	Mes Dic-2019	*	0,0%	Eólica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eólica Concepción 04	50,0	Mes Ene-2022	*	0,0%	Eólica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eólica IV Región 01	50,0	Mes Dic-2015	*	0,0%	Eólica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eólica Concepción 01	50,0	Mes Nov-2016	*	0,0%	Eólica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eólica IV Región 02	50,0	Mes Dic-2017	*	0,0%	Eólica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eólica IV Región 05	50,0	Mes Mar-2020	*	0,0%	Eólica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Eólica Concepción 03	50,0	Mes Oct-2020	*	0,0%	Eólica	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
Geotérmica Calabozo 01	40,0	Mes Oct-2017	*	4,3%	Geotermia	0,00	[US\$/MWh]	1,000		2,00	2,00
Geotérmica Polterillos 01	40,0	Mes Jun-2018	*	4,3%	Geotermia	0,00	[US\$/MWh]	1,000		2,00	2,00
Geotérmica Calabozo 02	40,0	Mes Sep-2020	*	4,3%	Geotermia	0,00	[US\$/MWh]	1,000		2,00	2,00
Geotérmica Calabozo 03	40,0	Mes Ene-2021	*	4,3%	Geotermia	0,00	[US\$/MWh]	1,000		2,00	2,00
Geotérmica Polterillos 02	40,0	Mes Ene-2022	*	4,3%	Geotermia	0,00	[US\$/MWh]	1,000		2,00	2,00

Continuación CUADRO N° 5.

Central	Potencia [MW]	Entrada en Operación	Salida de Operación	Tasa de salida forzada (%)	Tipo de Combustible	Costo de Combustible*	Unidades de costo de combustible	Consumo Específico	Unidades de consumo específico	C. Var. no comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Taltal 01 GNL	121,5	*	MesDic-2016	5,0%	GNL	625,53	[US\$/dam3]	0,303	[dam3/MWh]	4,00	193,54
Taltal 02 GNL	123,4	*	MesDic-2016	5,0%	GNL	625,53	[US\$/dam3]	0,303	[dam3/MWh]	4,00	193,54
Taltal CC GNL	360,0	MesEne-2017	*	5,0%	GNL	7,16	[US\$/Mbtu]	6,909	[Mbtu/MWh]	3,19	52,63
Nehuenco 01 GNL	340,1	MesAbr-2015	*	2,1%	GNL	264,09	[US\$/dam3]	0,197	[dam3/MWh]	0,00	52,10
Nehuenco 01 FA GNL	21,4	MesAbr-2015	*	2,1%	GNL	264,09	[US\$/dam3]	0,248	[dam3/MWh]	0,00	65,36
Nehuenco 02 GNL	384,2	MesAbr-2016	*	2,1%	GNL	264,09	[US\$/dam3]	0,181	[dam3/MWh]	0,00	47,85
Nehuenco 02 GNL TP	384,2	*	MesAbr-2015	2,1%	GNL	0,00	[US\$/dam3]	0,181	[dam3/MWh]	0,00	0,00
San Isidro GNL	350,0	*	*	2,1%	GNL	385,44	[US\$/dam3]	0,203	[dam3/MWh]	3,87	82,11
San Isidro FA GNL	20,0	*	*	2,1%	GNL	385,44	[US\$/dam3]	0,337	[dam3/MWh]	2,82	132,52
San Isidro 02 GNL	392,0	*	*	2,1%	GNL	385,44	[US\$/dam3]	0,184	[dam3/MWh]	3,71	74,48
Quintero 01 CA GNL	128,0	MesEne-2014	MesMay-2020	2,1%	GNL	385,44	[US\$/dam3]	0,317	[dam3/MWh]	3,80	126,16
Quintero 02 CA GNL	129,0	MesEne-2014	MesMay-2020	2,1%	GNL	385,44	[US\$/dam3]	0,317	[dam3/MWh]	3,80	126,16
Quintero CC FA GNL	35,0	MesJun-2020	*	2,1%	GNL	268,51	[US\$/dam3]	0,266	[dam3/MWh]	2,50	74,06
Quintero CC GNL	350,0	MesJun-2020	*	2,1%	GNL	268,51	[US\$/dam3]	0,198	[dam3/MWh]	2,50	55,60
Nueva Renca GNL	312,0	MesAbr-2014	*	2,4%	GNL	264,09	[US\$/dam3]	0,202	[dam3/MWh]	3,85	57,25
Nueva Renca Int GNL	30,0	MesAbr-2014	*	2,1%	GNL	264,09	[US\$/dam3]	0,253	[dam3/MWh]	0,00	66,68
Candelaria CA 01 GNL	125,3	MesSep-2019	MesAgo-2022	2,1%	GNL	264,09	[US\$/dam3]	0,322	[dam3/MWh]	0,00	84,96
Candelaria CA 02 GNL	128,6	MesSep-2019	MesAgo-2022	2,1%	GNL	264,09	[US\$/dam3]	0,322	[dam3/MWh]	0,00	84,96
Candelaria CC GNL	360,0	MesSep-2022	*	5,0%	GNL	7,16	[US\$/Mbtu]	6,909	[Mbtu/MWh]	3,19	52,63
Nueva Aldea 03	37,0	*	*	3,3%	Licor Negro-Petróleo N°6	0,00	[US\$/MWh]	1,000		0,00	0,00
Diego de Almagro TG	23,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1037,17	[US\$/Ton]	0,337	[Ton/MWh]	6,63	356,16
San Lorenzo 01	28,5	*	*	2,1%	Petróleo Diesel	1078,12	[US\$/Ton]	0,342	[Ton/MWh]	24,80	393,52
San Lorenzo 02	26,0	*	*	2,1%	Petróleo Diesel	1078,12	[US\$/Ton]	0,380	[Ton/MWh]	24,80	434,92
Emelda 01	33,3	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1124,33	[US\$/Ton]	0,292	[Ton/MWh]	14,50	342,80
Emelda 02	36,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1124,33	[US\$/Ton]	0,314	[Ton/MWh]	14,50	367,54
El Salvador TG	23,8	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1136,65	[US\$/Ton]	0,337	[Ton/MWh]	41,45	424,50
Cardones	153,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1178,11	[US\$/Ton]	0,239	[Ton/MWh]	22,41	303,98
Genizas	13,9	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	763,87	[US\$/Ton]	0,230	[Ton/MWh]	13,81	189,73
Termopacifico	81,2	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1110,70	[US\$/Ton]	0,225	[Ton/MWh]	22,43	272,34
El Peñón	81,0	*	*	2,1%	Petróleo Diesel	1086,75	[US\$/Ton]	0,221	[Ton/MWh]	28,40	268,57
Espinos	124,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1047,82	[US\$/Ton]	0,221	[Ton/MWh]	45,30	277,13
Olivos	115,2	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1056,80	[US\$/Ton]	0,225	[Ton/MWh]	43,10	281,15
Los Vientos	132,0	*	*	2,1%	Petróleo Diesel	1034,37	[US\$/Ton]	0,267	[Ton/MWh]	2,95	279,13
Las Vegas	2,1	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	810,39	[US\$/m3]	0,284	[m3/MWh]	36,50	266,65
Nehuenco 01 Diesel	310,0	*	MesMar-2015	5,0%	Petróleo Diesel	838,58	[US\$/m3]	0,190	[m3/MWh]	5,21	164,20
Nehuenco 02 Diesel	391,0	*	MesMar-2016	2,1%	Petróleo Diesel	838,58	[US\$/m3]	0,189	[m3/MWh]	5,21	163,99
Nehuenco 9B 01 Diesel	92,0	*	*	10,0%	Petróleo Diesel	838,58	[US\$/m3]	0,327	[m3/MWh]	4,30	278,77
Nehuenco 9B 02 Diesel	16,0	*	*	10,0%	Petróleo Diesel	838,58	[US\$/m3]	0,339	[m3/MWh]	21,50	305,92
San Isidro Diesel	305,0	*	MesDic-2013	2,1%	Petróleo Diesel	1013,76	[US\$/Ton]	0,185	[Ton/MWh]	6,52	193,86
San Isidro 02 CC Diesel	350,0	*	MesDic-2013	2,1%	Petróleo Diesel	1015,37	[US\$/Ton]	0,170	[Ton/MWh]	5,29	178,10
Con Con	2,3	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	807,24	[US\$/m3]	0,284	[m3/MWh]	39,12	268,38
Coltito	58,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1030,45	[US\$/Ton]	0,248	[Ton/MWh]	14,30	269,85
Laguna Verde	52,7	*	*	50,0%	Petróleo Diesel	1036,33	[US\$/Ton]	0,412	[Ton/MWh]	7,86	434,83
Laguna Verde TG	18,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1036,33	[US\$/Ton]	0,264	[Ton/MWh]	11,42	285,01
Placilla	3,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	809,44	[US\$/m3]	0,278	[m3/MWh]	32,62	257,64
Quintay	3,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	809,79	[US\$/m3]	0,278	[m3/MWh]	33,32	258,44
Toltral	3,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	814,91	[US\$/m3]	0,278	[m3/MWh]	38,44	264,98
Nueva Renca FA GLP	30,0	*	MesMar-2014	2,1%	Petróleo Diesel	953,70	[US\$/dam3]	0,197	[dam3/MWh]	0,09	187,97
Nueva Renca Diesel	312,0	*	MesMar-2014	2,4%	Petróleo Diesel	989,94	[US\$/Ton]	0,171	[Ton/MWh]	7,47	176,75
Renca	92,0	*	*	11,0%	Petróleo Diesel	989,94	[US\$/Ton]	0,365	[Ton/MWh]	3,64	364,97
San Francisco TG	25,7	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1056,82	[US\$/Ton]	0,309	[Ton/MWh]	1,00	327,56
Esperanza 01	18,8	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	920,00	[US\$/m3]	0,429	[m3/MWh]	9,05	403,33
Esperanza 02	1,8	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	920,00	[US\$/m3]	0,296	[m3/MWh]	28,15	300,87
Esperanza 03	1,6	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	920,00	[US\$/m3]	0,284	[m3/MWh]	25,67	287,30
Colihues	22,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	721,89	[US\$/Ton]	0,214	[Ton/MWh]	21,51	175,99
Candelaria CA 01 Diesel	125,3	*	MesAgo-2019	2,1%	Petróleo Diesel	866,15	[US\$/m3]	0,322	[m3/MWh]	2,80	281,45
Candelaria CA 02 Diesel	128,6	*	MesAgo-2019	2,1%	Petróleo Diesel	866,15	[US\$/m3]	0,322	[m3/MWh]	2,80	281,45
Teno	59,0	*	*	2,1%	Petróleo Diesel	1073,07	[US\$/Ton]	0,219	[Ton/MWh]	28,40	263,72
Maule	6,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1101,06	[US\$/Ton]	0,282	[Ton/MWh]	39,27	349,49
Constitución Elektragen	9,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1101,06	[US\$/Ton]	0,282	[Ton/MWh]	39,27	349,49
Linares	0,4	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	838,13	[US\$/m3]	0,263	[m3/MWh]	38,44	258,87
San Gregorio	0,4	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	838,13	[US\$/m3]	0,263	[m3/MWh]	38,44	258,87
Yungay 01 Diesel	52,4	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1018,01	[US\$/Ton]	0,252	[Ton/MWh]	14,00	270,54
Yungay 02 Diesel	52,1	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1018,01	[US\$/Ton]	0,252	[Ton/MWh]	14,00	270,54
Yungay 03 Diesel	53,5	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1018,01	[US\$/Ton]	0,252	[Ton/MWh]	14,00	270,54
Yungay 04 Diesel	41,2	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1018,01	[US\$/Ton]	0,267	[Ton/MWh]	6,50	278,31
Los Pinos	104,2	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	859,10	[US\$/m3]	0,227	[m3/MWh]	4,50	199,34
Santa Lidia	139,0	*	*	2,1%	Petróleo Diesel	1046,59	[US\$/Ton]	0,264	[Ton/MWh]	3,53	279,83
Petropower	54,2	*	*	3,3%	Petróleo Diesel	0,00	[US\$/MWh]	1,000		3,90	3,90
Newen	13,1	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	343,81	[US\$/MWh]	1,000		7,49	351,30
Coronel TG Diesel	46,7	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1021,94	[US\$/Ton]	0,224	[Ton/MWh]	17,04	245,49
Horcónes TG Diesel	24,3	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	867,37	[US\$/m3]	0,418	[m3/MWh]	3,00	365,56
Antihue TG 01	51,6	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	868,26	[US\$/m3]	0,274	[m3/MWh]	2,90	240,53
Antihue TG 02	50,9	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	868,26	[US\$/m3]	0,274	[m3/MWh]	2,90	240,53
Calle-Calle	13,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1056,71	[US\$/Ton]	0,221	[Ton/MWh]	21,69	255,48
Chuyacá	15,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1069,87	[US\$/Ton]	0,238	[Ton/MWh]	16,31	270,94
Degan	36,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1306,28	[US\$/Ton]	0,219	[Ton/MWh]	33,30	319,04
Quellón 02	8,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1115,40	[US\$/Ton]	0,238	[Ton/MWh]	23,30	288,76
Trapen	81,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1068,20	[US\$/Ton]	0,219	[Ton/MWh]	28,40	262,66
Chiloe	9,0	*	*	5,0%	Petróleo Diesel	1077,03	[US\$/Ton]	0,282	[Ton/MWh]	39,27	342,72
Huasco TG	58,0	*	*	36,0%	Petróleo IFO-180	1027,25	[US\$/Ton]	0,348	[Ton/MWh]	7,86	365,34
Punta Colorada 01 FUEL	17,0	*	*	5,0%	Petróleo IFO-180	740,21	[US\$/Ton]	0,219	[Ton/MWh]	28,90	191,01
Cementos Bio Bio	13,6	*	*	5,0%	Petróleo IFO-180	667,39	[US\$/Ton]	0,218	[Ton/MWh]	37,50	182,99
Llano de Llampos FV	100,0	MesEne-2014	*	70,0%	Solar	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70
San Andres FV	50,0	MesEne-2014	*	70,0%	Solar	0,00	[US\$/MWh]	1,000		7,70	7,70

Los precios de los combustibles a utilizar por esta Comisión para modelar las centrales térmicas existentes en el sistema, podrán ser determinados en base a precios históricos en cada sistema y proyecciones que para tal efecto ésta establezca, entre otros antecedentes, tal como lo indica el párrafo 3 del Decreto N° 86/2012.

Para aquellas centrales que utilizan como combustibles el carbón, la mezcla carbón-petcoke y el GNL, los precios contenidos en los cuadros anteriores se modelaron hasta diciembre de 2017 a través de los factores de modulación obtenidos de las proyecciones del Cuadro N° 6 y Cuadro N° 7 respectivamente. A contar de enero de 2018 se utilizan los precios de la proyección elaborada por la CNE. Para los combustibles diesel, fuel y mezcla diesel-fuel la modulación de precios se realizó a través del coeficiente de modulación del crudo WTI del Cuadro N° 8. Para los proyectos recomendados se utilizan los valores de la proyección de precios de los mismos cuadros, de acuerdo a la tecnología correspondiente.

CUADRO N° 6: Proyección de Precios de GNL y factor de modulación en el SIC y SING².

Año	GNL [US\$/MBtu]	Factor
2013	7,28	1,00
2014	7,14	0,98
2015	7,14	0,98
2016	7,61	1,05
2017	7,75	1,06
2018	8,03	1,10
2019	8,12	1,12
2020	8,21	1,13
2021	8,34	1,15
2022	8,58	1,18
2023	8,78	1,21

² Estimación CNE en base a la proyección de precios de largo plazo (EAO 2013) proporcionada por el portal web *US Energy Information Administration* de Estados Unidos (www.eia.gov).

CUADRO N° 7: Proyección de Precios de carbón térmico y factor de modulación en el SIC y SING³.

Año	Carbón [US\$/Ton]	Factor
2013	101,67	1,00
2014	102,19	1,01
2015	102,19	1,01
2016	103,40	1,02
2017	104,51	1,03
2018	104,77	1,03
2019	105,29	1,04
2020	105,92	1,04
2021	106,59	1,05
2022	107,32	1,06
2023	108,51	1,07

CUADRO N° 8: Proyección de Precios Crudo WTI y factor de modulación en el SIC y SING⁴.

Año	Diesel Paridad [US\$/bbl]	Factor
2013	87,81	1,00
2014	88,30	1,01
2015	88,21	1,00
2016	91,33	1,04
2017	96,08	1,09
2018	98,70	1,12
2019	101,26	1,15
2020	103,57	1,18
2021	105,83	1,21
2022	108,14	1,23
2023	110,50	1,26

³ Estimación CNE en base a la proyección de precios de largo plazo (EAO 2013) proporcionada por el portal web *US Energy Information Administration* de Estados Unidos. (www.eia.gov). Flete Handymax promedio en dicho cálculo y en el actual cálculo corresponde a 16,26 US\$/ton. Precio de Paridad se considera en Ventana.

⁴ Estimación CNE en base a la proyección de precios de largo plazo (EAO 2013) proporcionada por el portal web *US Energy Information Administration* de Estados Unidos. (www.eia.gov).

2.4.- Instalaciones de generación y transmisión en construcción.

Estos antecedentes fueron proporcionados por aquellas empresas propietarias de instalaciones que tienen en construcción unidades generadoras, líneas de transporte y subestaciones eléctricas, para los cuales se hayan obtenido los respectivos permisos de construcción de obras civiles o se haya dado orden de proceder para la fabricación y/o instalación del correspondiente equipamiento eléctrico o electromagnético, tal como se menciona en el artículo N° 31 del Decreto N° 86/2012.

En particular, respecto de los proyectos en construcción de centrales térmicas y centrales hidroeléctricas, se solicitó a la DO de cada CDEC los antecedentes necesarios para su representación en el software de simulación a efecto que dichos proyectos sean incorporados en el modelo de operación económica del presente informe.

Las fechas de puesta en operación para las centrales eléctricas en construcción se establecen según información entregada por sus propietarios.

CUADRO N° 9: Obras en construcción de generación del SIC y del SING.

Sistema	Fecha de entrada		Obras en construcción de generación	Tecnología	Potencia MW
	Mes	Año			
SING	Octubre	2013	Valle de los Vientos	Eólica	90
SING	Octubre	2013	Arica Solar 1 (Etapa I)	Solar Fotovoltaico	18
SING	Octubre	2013	Ampliación La Huayca (PMGD)	Solar Fotovoltaico	9
SING	Septiembre	2013	Pozo Almonte Solar 2	Solar Fotovoltaico	7,5
SING	Septiembre	2013	La Portada (PMG)	Diesel	3
SING	Septiembre	2013	Ampliación Central Estandartes	Diesel	1,6
SING	Enero	2014	Parque Eólico Quillagua (Etapa I)	Solar Fotovoltaico	20
SING	Marzo	2014	Arica Solar 1 (Etapa II)	Solar Fotovoltaico	22
SING	Septiembre	2014	Pozo Almonte Solar 3	Solar Fotovoltaico	16
SING	Enero	2015	Parque Eólico Quillagua (Etapa II)	Solar Fotovoltaico	30
SING	Enero	2016	Parque Eólico Quillagua (Etapa III)	Solar Fotovoltaico	50
SING	Mayo	2016	Cochrane U1	Carbón	236
SING	Octubre	2016	Cochrane U2	Carbón	236
SING	Diciembre	2017	Parque Eólico Quillagua (Etapa IV)	Eólica	100
SIC	Agosto	2013	San Andrés	Hidro - Pasada	40
SIC	Septiembre	2013	Laja I	Hidro - Pasada	36,8
SIC	Septiembre	2013	Pulelfú	Hidro - Pasada	9,4
SIC	Septiembre	2013	Los Hierros	Hidro - Pasada	25,1
SIC	Septiembre	2013	CH Rio Huasco	Hidro - Pasada	4,3
SIC	Septiembre	2013	Santa Marta	Biomasa	15,7
SIC	Septiembre	2013	Negrete Cuel	Eólica	33
SIC	Diciembre	2013	Angostura	Hidro - Pasada	316
SIC	Enero	2014	Llano de Llampos FV	Solar Fotovoltaico	100
SIC	Enero	2014	San Andrés FV	Solar Fotovoltaico	50

Sistema	Fecha de entrada		Obras en construcción de	Tecnología	Potencia
SIC	Febrero	2014	Los Cururos	Eólica	110
SIC	Febrero	2014	Lautaro 2	Biomasa	22
SIC	Marzo	2014	El Arrayán	Eólica	115
SIC	Septiembre	2014	Picoiquén	Hidro - Pasada	19
SIC	Noviembre	2014	El Paso	Hidro - Pasada	60
SIC	Noviembre	2014	Los Hierros 02	Hidro - Pasada	6
SIC	Diciembre	2014	Itata	Hidro - Pasada	20
SIC	Marzo	2015	Rio Colorado	Hidro - Pasada	15
SIC	Octubre	2015	Guacolda 05	Carbón	152
SIC	Julio	2017	San Pedro	Hidro - Pasada	144
SIC	Septiembre	2017	Alfalfal 02	Hidro - Pasada	264
SIC	Abril	2018	Las Lajas	Hidro - Pasada	267

CUADRO Nº 10: Obras en construcción de transmisión del SIC y del SING.

Sistema	Fecha de entrada		Obras en construcción de transmisión	Potencia MW
	Mes	Año		
SING	Septiembre	2013	Aumento de capacidad de Línea 1x 220 kV Crucero - Lagunas N°1	183
SING	Septiembre	2013	Aumento de capacidad de Línea 1x 220 kV Crucero - Lagunas N°2	183
SING	Noviembre	2015	Aumento capacidad Crucero – Encuentro 2x 220 kV (*)	732
SING	Febrero	2017	Nueva Línea 2x 220 kV Encuentro - Lagunas, primer circuito	290
SIC	Enero	2014	Línea Ancoa - Polpaico 1x 500 kV: seccionamiento	-
SIC	Enero	2014	Línea de entrada a A. Jahuel 2x 500 kV	2x 1.800
SIC	Julio	2014	Línea Ancoa - A. Jahuel 2x 500 kV: primer circuito	1.400
SIC	Julio	2013	S/E Charrúa: 3º Banco Autotransformador 500/220 kV	750
SIC	Septiembre	2013	S/E Seccionadora Rahue 220 kV	-
SIC	Septiembre	2013	Normalización S/E Chena 220 kV	-
SIC	Octubre	2014	Instalación de un CER en S/E Cardones	-
SIC	Septiembre	2015	Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa I	-
SIC	Octubre	2015	Tendido cuarto circuito Alto Jahuel - Ancoa 500 kV (*)	1400
SIC	Septiembre	2016	Segundo Transformador Ancoa 500/220 kV	750
SIC	Octubre	2016	Seccionadora S/E Ciruelos 220 kV (*)	-
SIC	Junio	2017	Nueva Línea 2x 220 kV Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV	2x 1.500
SIC	Agosto	2017	Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA, S/E Alto Jahuel (*)	750
SIC	Octubre	2017	Nueva Línea Cardones-Diego de Almagro 2x 220 kV: tendido del primer circuito	2x 290
SIC	Enero	2018	Nueva Línea Cardones-Maitencillo 2x 500 kV	2x 1.500
SIC	Enero	2018	Nueva Línea Maitencillo-Pan de Azúcar 2x 500 kV	2x 1.500
SIC	Enero	2018	Nueva Línea Pan de Azúcar-Polpaico 2x 500 kV	2x 1.500
SIC	Ene	2018	Subestación Nueva Cardones 500/220 kV (*)	1500
SIC	Ene	2018	Subestación Nueva Maitencillo 500/220 kV (*)	750
SIC	Ene	2018	Subestación Nueva Pan de Azúcar 500/220 kV (*)	750
SIC	Marzo	2018	Nueva Línea 2x 220 Ciruelos-Pichirropulli: tendido del primer circuito	2x 290
SIC	Marzo	2018	Línea Charrúa - Ancoa - 2x 500 kV: primer circuito	2x 1.700
SIC	Junio	2018	Nueva Línea 1x 220 kV A. Melipilla – Rapel	2x 290
SIC	Junio	2018	Nueva Línea 2x 220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla	2x 290

(*) Obras cuya construcción se encuentra en proceso de licitación.

2.5.- Instalaciones de generación en estudio.

También son considerados en esta etapa los proyectos de distintas empresas que están en etapa de estudio y que se indican a continuación de manera genérica. Esta información fue solicitada por esta Comisión mediante carta CNE N° 271 de fecha 12 de julio de 2013.

CUADRO N° 11: Obras de generación en estudio del SIC y del SING.

Sistema	Central	Cantidad de proyectos	Potencia Neta [MW]	Tecnología	Región
SING	Central Termoeléctrica I Región 01	1	350	Carbón	I Región
SING	Central Termoeléctrica I Región 02	1	110	Carbón	I Región
SING	Central Geotérmica I Región	2	80	Geotermia	I Región
SING	Parque Solar I Región	9	496	Solar Fotovoltaico	I Región
SING	Central Termoeléctrica II Región 01	1	175	Carbón	II Región
SING	Central Eólica II Región	3	445	Eólica	II Región
SING	Central Geotérmica II Región	1	50	Geotermia	II Región
SING	Central Termoeléctrica II Región 02	1	780	GNL	II Región
SING	Central Termoeléctrica II Región 03	1	460	GNL	II Región
SING	Parque Solar II Región	26	2.263	Solar Fotovoltaico	II Región
SIC	Central Termoeléctrica III Región 01	1	30	Diesel	III Región
SIC	Central Termoeléctrica III Región 02	1	370	Carbón	III Región
SIC	Central Termoeléctrica III Región 03	1	370	Carbón	III Región
SIC	Central Eólica III Región	3	379	Eólica	III Región
SIC	Parque Solar III Región	14	738	Solar Fotovoltaico	III Región
SIC	Central Termoeléctrica III Región 04	1	800	Carbón	III Región
SIC	Central Eólica IV Región	2	148	Eólica	IV Región
SIC	Parque Solar IV Región	1	100	Solar Fotovoltaico	IV Región
SIC	Central Termoeléctrica V Región 01	1	1.050	Carbón	V Región
SIC	Central Termoeléctrica V Región 02	1	800	GNL	V Región
SIC	Central Hidroeléctrica VI Región 01	1	183	Hidro-Pasada	VI Región
SIC	Central Hidroeléctrica VI Región 02	1	172	Hidro-Pasada	VI Región
SIC	Central Hidroeléctrica VI Región 03	1	103	Hidro-Pasada	VI Región
SIC	Central Hidroeléctrica VI Región 04	1	33	Hidro-Pasada	VI Región
SIC	Central Hidroeléctrica VI Región 05	1	15	Hidro-Pasada	VI Región
SIC	Central Termoeléctrica VII Región	1	750	Carbón	VII Región
SIC	Central Hidroeléctrica VII Región 01	1	150	Hidro-Pasada	VII Región
SIC	Central Hidroeléctrica VII Región 02	1	34	Hidro-Pasada	VII Región
SIC	Central Hidroeléctrica VII Región 03	1	27	Hidro-Pasada	VII Región
SIC	Central Hidroeléctrica VII Región 04	1	19	Hidro-Pasada	VII Región
SIC	Central Hidroeléctrica VII Región 05	1	10	Hidro-Pasada	VII Región
SIC	Central Hidroeléctrica VII Región 06	1	9,5	Hidro-Pasada	VII Región
SIC	Central Hidroeléctrica VII Región 07	4	9,5	Hidro-Pasada	VII Región
SIC	Central Biomasa VIII Región	1	140	Biomasa	VIII Región
SIC	Central Eólica VIII Región 01	6	231	Eólica	VIII Región
SIC	Central Eólica VIII Región 02	1	88	Eólica	VIII Región
SIC	Central Geotérmica VIII Región	2	65	Geotermia	VIII Región

Sistema	Central	Cantidad de proyectos	Potencia Neta [MW]	Tecnología	Región
SIC	Central Termoeléctrica VIII Región	1	1.140	GNL	VIII Región
SIC	Central Hidroeléctrica VIII Región 01	1	136	Hidro-Pasada	VIII Región
SIC	Central Hidroeléctrica VIII Región 02	13	39	Hidro-Pasada	VIII Región
SIC	Central Hidroeléctrica VIII Región 03	1	12	Hidro-Pasada	VIII Región
SIC	Central Hidroeléctrica VIII Región 04	1	11	Hidro-Pasada	VIII Región
SIC	Central Hidroeléctrica VIII Región 05	1	10	Hidro-Pasada	VIII Región
SIC	Parque Solar VIII Región	2	56	Solar Fotovoltaico	VIII Región
SIC	Central Hidroeléctrica IX Región 01	1	29,5	Hidro-Pasada	IX Región
SIC	Central Hidroeléctrica IX Región 02	4	25	Hidro-Pasada	IX Región
SIC	Central Eólica X Región	1	90	Eólica	X Región
SIC	Central Hidroeléctrica X Región 01	1	8	Hidro-Embalse	X Región
SIC	Central Hidroeléctrica X Región 02	1	210	Hidro-Pasada	X Región
SIC	Central Hidroeléctrica X Región 03	1	53	Hidro-Pasada	X Región
SIC	Central Hidroeléctrica X Región 04	1	50	Hidro-Pasada	X Región
SIC	Central Hidroeléctrica X Región 05	1	37	Hidro-Pasada	X Región
SIC	Central Hidroeléctrica X Región 06	1	26	Hidro-Pasada	X Región
SIC	Central Hidroeléctrica X Región 07	3	20	Hidro-Pasada	X Región
SIC	Central Hidroeléctrica X Región 08	1	13	Hidro-Pasada	X Región
SIC	Central Hidroeléctrica X Región 09	1	12	Hidro-Pasada	X Región
SIC	Central Hidroeléctrica XI Región 01	1	640	Hidro-Embalse	XI Región
SIC	Central Hidroeléctrica XI Región 02	1	375	Hidro-Embalse	XI Región
SIC	Central Hidroeléctrica XI Región 03	1	54	Hidro-Embalse	XI Región
SIC	Central Hidroeléctrica XI Región 04	1	770	Hidro-Pasada	XI Región
SIC	Central Hidroeléctrica XI Región 05	1	660	Hidro-Pasada	XI Región
SIC	Central Hidroeléctrica XI Región 06	1	500	Hidro-Pasada	XI Región
SIC	Central Hidroeléctrica XI Región 07	1	460	Hidro-Pasada	XI Región
SIC	Central Hidroeléctrica XI Región 08	1	360	Hidro-Pasada	XI Región
SIC	Central Hidroeléctrica XI Región 09	1	14	Hidro-Pasada	XI Región
SIC	Central Eólica XIV Región	1	51	Eólica	XIV Región
SIC	Central Hidroeléctrica XIV Región 01	1	490	Hidro-Pasada	XIV Región
SIC	Central Hidroeléctrica XIV Región 02	1	138	Hidro-Pasada	XIV Región

2.6.- Otros criterios generales.

La tasa de actualización en cada proceso tarifario será igual al 10% real anual.

3.- ESCENARIOS DE EXPANSIÓN UTILIZADOS.

A continuación se presenta el escenario óptimo de expansión de generación que utilizará esta Comisión, determinado mediante la evaluación de las distintas alternativas de desarrollo de la matriz energética y los criterios y supuestos indicados en el punto 2 del presente Informe.

Adicionalmente, para cada uno de estos escenarios se determinó la expansión óptima del sistema de transmisión, considerando las instalaciones existentes, las obras en construcción y los proyectos genéricos que esta Comisión formule.

3.1.- Plan de Obras de generación y transmisión.

En el SING se encuentran declarados en construcción un total de 689 [MW], de los cuales 129 ingresarían en 2013, 58 [MW] lo harían en 2014, 30 [MW] en 2015 y 472 [MW] en 2016. De ellos, un 1% es de tecnología diesel, un 18% solar, un 13% eólico y un 68% en base a carbón. En términos de potencia instalada, corresponde a un incremento sustantivo en la oferta disponible de generación. En cuanto a la recomendación para minimizar el costo total actualizado de abastecimiento en el horizonte de estudio, se ha considerado la utilización de la capacidad instalada actualmente existente en base a GNL, asumiendo un incremento paulatino de la disponibilidad de este combustible en el horizonte de planificación, primero con una utilización óptima de las instalaciones de almacenamiento de gas existentes, y luego suponiendo en el largo plazo un aumento en la capacidad del mismo, que permita el uso adecuado de la capacidad instalada en base a este combustible. Además, se consideró la entrada de proyectos ERNC eólicos, solares y geotérmicos, tomando en cuenta la información de proyectos en estudio y de las características geográficas y climáticas existentes en el norte del país.

En el SIC se encuentran declarados en construcción cerca de 1.800 [MW], de los cuales sobre el 40% corresponden a centrales hidroeléctricas de pasada, y con una entrada proyectada de cerca de un 25% de esta potencia en base a centrales solares y eólicas. Completan el cuadro un 9% de tecnología en base a carbón y cerca de un 19% de centrales de embalse, además de porcentajes menores en base a otras tecnologías.

El plan de expansión en estudio se desarrolló de forma de incorporar centrales de distintas tecnologías de manera equilibrada y diversificada, que resulte económica y sistémicamente eficiente. Dentro de las obras recomendadas, se estima que el sistema debe tender a la utilización de la capacidad instalada actualmente disponible en base a GNL, aumentando la disponibilidad de este insumo. En ese mismo orden de ideas, resulta eficiente el cierre de los ciclos combinados que actualmente se encuentran en operación, como son los casos de Taltal, Quintero y Candelaria. Además, y tomando en consideración los proyectos en estudio, se incorporaron centrales en base a carbón a partir del año 2018. Adicionalmente, y en vista de la gran cantidad de proyectos en estudio, se considera la inclusión de

centrales en base a fuentes de ERNC (Eólico, Solar Fotovoltaico y Geotermia) e hidráulicas a lo largo del período de planificación.

En cuanto a la expansión de la transmisión, se consideró para ambos sistemas el plan de expansión vigente del Sistema de Transmisión Troncal, tanto para las obras en construcción como para las obras recomendadas. Además, se incorporaron líneas de transmisión de otros regímenes tarifarios en vista de asegurar el correcto suministro de la demanda. También se recomienda la interconexión entre ambos sistemas, SIC y SING, siendo calculada y modelada para su entrada en funcionamiento a partir del año 2020.

4.- CARACTERÍSTICAS Y CRITERIOS DE LOCALIZACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN.

Para determinar la localización indicativa de las centrales de generación en estudio, esta Comisión tuvo en vista los antecedentes proporcionados por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), respecto de los proyectos de generación en estudio que poseen distintas empresas y que están en proceso de evaluación del impacto ambiental por parte de dicha institución. Además se solicitó información a las empresas de generación actualmente operando y a aquellas de las cuales se tiene información relacionada con posibles proyectos en estudio que estén llevando actualmente a cabo.

Adicionalmente esta Comisión tuvo a la vista el Estudio "ANÁLISIS DE LOCALIZACIONES DE CENTRALES DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA CON COMBUSTIBLES SÓLIDOS" que realizó la Comisión Nacional de Energía en el año 2008 y que determinó distintas posibilidades reales de desarrollo eléctrico, enfocado en mejorar las decisiones de localización de proyectos de generación eléctrica.

En cuanto a los tipos de tecnología y en virtud a lo estipulado en la ley N° 20.257, que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, respecto de la generación de electricidad con fuentes de energía renovables no convencionales, se ha considerado también en el presente plan de obras, la inclusión de centrales generadoras pertenecientes a este tipo de tecnologías.

A partir de esto, se conformó un grupo de proyectos factibles de ser desarrollados en el horizonte 2013-2023, incluyendo alternativas tecnológicas que cubrieran diferentes fuentes energéticas, tal como se muestran en el cuadro N° 11.

En el proceso de optimización se consideró aquellas alternativas de generación técnica y económicamente factibles de ser desarrolladas en el horizonte de simulación a utilizar. Las características y criterios generales aplicados en la elección de los proyectos analizados fueron los siguientes:

4.1.- Centrales a Gas Natural Licuado

Para los ciclos abiertos y combinados existentes que utilizan gas natural, se consideró un valor adicional de 0,12 US\$/MBtu a los valores proyectados de GNL por costos de regasificación. Para el SIC, se considera una capacidad de 9,5 Mm³/día y para el SING de 5,5 Mm³/día, la cual es ampliable en el largo plazo, y a medida que la demanda lo requiera.

En relación al precio de este combustible, se consideró la proyección de acuerdo a lo indicado en el numeral 2.3.

4.2.- Centrales a Carbón

Otra de las opciones energéticas analizadas tiene que ver con centrales que utilizan carbón como insumo principal. A partir de antecedentes disponibles por esta Comisión, se conformaron proyectos de distintas potencias, factibles de ser localizados en distintas regiones del país.

4.3.- Centrales Hidroeléctricas

A partir de los antecedentes disponibles en esta Comisión, para el SIC se conformaron proyectos tipo en base a módulos de generación de diferentes potencias, factibles de ser localizados en distintas regiones del país. En el caso del SING, no es aplicable lo anterior dado la escasez de energía hídrica que posee el Norte Grande de nuestro país.

Asimismo, se consideró otros proyectos hidroeléctricos de menor envergadura, estimados en base a lo informado por las propias empresas desarrolladoras.

4.4.- Centrales Eólicas, Geotérmicas y Solares.

A partir de antecedentes disponibles por esta Comisión, se conformaron proyectos eólicos tipo de diferentes potencias, factibles de ser localizados en distintas regiones del país, tanto en el SIC como en el SING.

Se ha considerado como alternativa de expansión centrales geotérmicas ubicadas en la zona cordillerana de las Regiones del Maule y del Biobío, conectándose al SIC en la S/E Ancoa y S/E Charrúa respectivamente.

En cuanto al SING, existe factibilidad de desarrollo de las tres tecnologías dada sus características geográficas y climáticas, por lo que se incorporaron proyectos de este tipo de tamaños económicamente factibles.

En virtud de los plazos de construcción de los nuevos parques de generación eólicos en estudio, se ha considerado que éstos podrían entrar en servicio a partir de abril de 2015.

Para dar coherencia al estudio de plan de obras, fue necesario incorporar obras de transmisión que permitieran evacuar la energía aportada por las nuevas centrales recomendadas.

5.- VALOR DE INVERSIÓN Y COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN.

Los costos de inversión considerados para las instalaciones de generación se determinaron a partir del estudio de los valores informados por las empresas que actualmente tienen instalaciones en construcción, así como también de la información recabada relativa a los proyectos en estudio.

Para proyectos de centrales a carbón, los costos de inversión incluyen la realización de puertos necesarios para la descarga y almacenamiento del carbón, y los costos de los equipos de mitigación ambiental. Por su parte, los costos de inversión de proyectos hidroeléctricos, de manera referencial, incluyen los costos de transmisión y los costos asociados al cumplimiento de la normativa ambiental, así como otros costos de mitigación. Por último, los proyectos solares fotovoltaicos, geotérmicos, biomasa y parques eólicos, los costos de inversión incluyen la subestación y la línea de conexión al sistema.

CUADRO Nº 12: Costos de inversión y COMA de centrales de generación por tipo de tecnología para el SIC y el SING.

Tecnología	Costo Unitario de Inversión [US\$/kW]
Carbón	2.500
GNL	1.000
Hidro - Pasada	2.100
Hidro - Embalse	2.100
Eólico	2.300
Solar Fotovoltaico	2.700
Geotérmica	3.550
Biomasa	3.125

Para el Costo de Operación, Mantenimiento y Administración de las instalaciones de generación, se utilizó como valor fijo equivalente al 2% del Costo de Inversión de cualquier tipo de Central de Generación.

6.- PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN.

La metodología para obtener el programa de generación y transmisión óptimo se basa en determinar, para distintas alternativas de puesta en servicio de centrales generadoras y líneas de transmisión, la suma de los costos presentes de inversión, operación (fija y variable) y falla.

Para establecer el costo presente de abastecimiento de cada alternativa se ha incluido lo siguiente:

- Inversión en centrales y líneas de transmisión a la fecha de puesta en servicio.
- Valor residual de las inversiones a fines del período considerado (incluyendo los posibles años de relleno), en base a una depreciación lineal, y de acuerdo a la siguiente tabla de vida útil de las instalaciones:
 - Centrales gas natural: 24 años.
 - Centrales Carboneras: 24 años.
 - Centrales hidráulicas: 50 años.
 - Proyectos de interconexión y líneas de transmisión: 30 años.
- Costo fijo anual de reserva de transporte de gas de centrales de ciclo combinado por un 90% de su demanda máxima, dependiendo de su fecha de puesta en servicio y localización.
- Gasto fijo anual de operación y mantenimiento.
- Gasto variable anual, representado por los costos total de operación y falla entregado por el modelo de optimización utilizado.

La determinación de la alternativa de expansión más conveniente surge de un proceso iterativo de comparación de las opciones de desarrollo y de minimizar la siguiente función objetivo:

$$\text{Min} \left\{ \sum \text{Inv} + \text{CO \& M} + \text{C var} - \text{Re sid} \right\}$$

s/a

Restricciones de demanda

Limitaciones del sistema de transmisión

Restricciones de riego

Potencias máximas de centrales generadoras

Variabilidad hidrológica, Etc.

Donde:

Inv : Valor actualizado de las todas las inversiones futuras a optimizar.

CO&M : Valor actualizado de todos los costos de operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones, que en caso de las centrales a gas natural incluye el costo fijo anual de transporte de gas. Los valores de CO&M anual previos a su actualización se consideran al final de cada año.

Cvar : Costo de operación y falla futuro actualizado del sistema,

Resid : Valor actualizado del monto residual de todas las inversiones futuras.

A continuación se presenta el Programa de Obras en Generación y Transmisión óptimo que esta Comisión recomienda de acuerdo a las alternativas analizadas anteriormente.

CUADRO Nº 13: Instalaciones de generación recomendadas.

Sistema	Fecha de entrada		Obras de generación recomendadas	Tecnología	Potencia MW
	Mes	Año			
SING	Enero	2019	Eólico SING I	Eólica	50
SING	Enero	2019	Solar SING I	Solar	50
SING	Octubre	2020	Geotérmica Puchuldiza 01	Geotermia	40
SING	Enero	2021	Eólico SING II	Eólica	40
SING	Enero	2022	Geotérmica Irruputunco	Geotermia	40
SING	Febrero	2022	Mejillones I	Carbón	250
SING	Mayo	2023	Tarapacá I	Carbón	250
SIC	Diciembre	2015	Eólica IV Región 01	Eólica	50
SIC	Enero	2016	Hidroeléctrica VII Región 01	Hidro - Pasada	30
SIC	Marzo	2016	Hidroeléctrica VIII Región 02	Hidro - Pasada	20
SIC	Noviembre	2016	Eólica Concepción 01	Eólica	50
SIC	Enero	2017	Hidroeléctrica VIII Región 01	Hidro - Pasada	136
SIC	Enero	2017	Taltal CC GNL	GNL	120
SIC	Marzo	2017	Central Des.For. VIII Región 01	Biomasa	9
SIC	Octubre	2017	Geotérmica Calabozo 01	Geotermia	40
SIC	Diciembre	2017	Eólica IV Región 02	Eólica	50
SIC	Junio	2018	Geotérmica Potrerillos 01	Geotermia	40
SIC	Agosto	2018	Eólica IV Región 03	Eólica	50
SIC	Septiembre	2018	Central Des.For. VII Región 01	Biomasa	15
SIC	Octubre	2018	Carbón VIII Región 01	Carbón	343
SIC	Octubre	2018	Central Des.For. VII Región 02	Biomasa	10
SIC	Diciembre	2018	Eólica Concepción 02	Eólica	50
SIC	Octubre	2019	Hidroeléctrica VII Región 02	Hidro - Pasada	20
SIC	Diciembre	2019	Eólica IV Región 04	Eólica	50
SIC	Enero	2020	Central Des.For. VII Región 03	Biomasa	10
SIC	Marzo	2020	Eólica IV Región 05	Eólica	50
SIC	Junio	2020	Quintero CC FA GNL	GNL	35
SIC	Junio	2020	Quintero CC GNL	GNL	120
SIC	Julio	2020	Carbón Maitencillo 02	Carbón	342
SIC	Septiembre	2020	Geotérmica Calabozo 02	Geotermia	40
SIC	Octubre	2020	Eólica Concepción 03	Eólica	50
SIC	Enero	2021	Geotérmica Calabozo 03	Geotermia	40
SIC	Marzo	2021	Hidroeléctrica VIII Región 03	Hidro - Pasada	20
SIC	Agosto	2021	Módulo 01	Hidro - Pasada	660
SIC	Enero	2022	Hidroeléctrica VII Región 03	Hidro - Pasada	20
SIC	Enero	2022	Eólica Concepción 04	Eólica	50
SIC	Enero	2022	Geotérmica Potrerillos 02	Geotermia	40
SIC	Septiembre	2022	Candelaria CC GNL	GNL	120
SIC	Marzo	2023	Módulo 02	Hidro - Pasada	500
SIC	Diciembre	2023	Módulo 04	Hidro - Pasada	770

CUADRO Nº 14: Instalaciones de transmisión recomendadas.

Sistema	Fecha de entrada		Obras de transmisión recomendadas	Potencia MW
	Mes	Año		
SING	Agosto	2018	Nueva Línea 2x220 kV Crucero - Encuentro, primer circuito	366
SING	Agosto	2018	Nueva Línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas, primer circuito	254
SIC	Marzo	2018	S/E Charrúa: 4º Banco Autotransformador 500/220 kV.	750
SIC	Abril	2019	Línea Cautín-Ciruelos 2x220 kV II	330
SIC	Junio	2020	Nueva Línea Interconexión SIC-SING HVDC 500kV	1.500

7.- RESULTADOS FINALES.

7.1.- Costos Totales del Sistema.

A continuación se presenta el Costo Total del Sistema, que incluye el Costo de Inversión, Operación y Mantenimiento y Falla, para el horizonte de simulación.

CUADRO Nº 15: Costos del Sistema.

MUS\$	Costo Totales	Costo Operación	Costo Inversión	Costo Mantenimiento	Costo Falla	Valor Residual
SIC-SING	22.533,9	18.440,0	8.020,4	357,4	3,7	-4.287,7

7.2.- Costos Marginales Promedios Anuales del Sistema.

En el siguiente cuadro se muestran los Costos Marginales Anuales Promedio del Sistema para todo el horizonte de simulación. Adicionalmente se muestran en forma gráfica la proyección de estos.

CUADRO Nº 16: Costos Marginales Promedio del Sistema.

Año	CMg Sistema	
	CMg SIC [USD/MWh]	CMg SING [USD/MWh]
2013	113,69	57,89
2014	83,62	57,49
2015	70,52	57,90
2016	76,68	60,80
2017	80,87	61,21
2018	81,61	63,87
2019	80,20	65,80
2020	79,65	
2021	82,47	
2022	80,23	
2023	83,64	

GRÁFICO N° 1: Perfil de Costos Marginales Promedio del Sistema.

