



Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.
Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad

B O L E T Í N
E S T A D Í S T I C O
2 0 1 7

CONTENIDO

	Pág.
I- Tasa de crecimiento de la demanda de energía	1
II- Inyección neta por planta	2
III- Inyecciones por recurso y por operador	3
IV- Transacciones Internacionales	4-5
V- Demanda de energía en el Mercado de Contratos	6-7
VI- Demanda de energía en el Mercado Regulador del Sistema	8
VII- Demanda total de energía en el Mercado Mayorista	9
VIII- Evolución de los precios en el MRS	10
IX- Comercializadores	11-12
X- Energía no servida y Pérdidas de transmisión	13
XI- Retiro de energía por nodo en la red de transmisión	14-17
XII- Interrupciones de servicio	18-19
XIII- Límites de voltaje	20
XIV- Programa de mantenimientos mayores	21
XV- Demanda Máxima Coincidental por Recurso	22
XVI- Curvas típicas de carga	23
Día Laboral	23
Día Sábado	24
Día Domingo	25
Estación seca	26
Estación lluviosa	27
XVII- Déficit de Reserva de Potencia	28
XVIII- Cargos del Sistema	29
XIX- Monto de Servicios Auxiliares	30
Reserva Primaria	30
Control Automático de Generación	30
XX- Costo de Racionamiento	30



I- Tasa de crecimiento de la demanda de energía (%)

Cuadro No.1
(Promedio Móvil 12 M)

Mes/Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Enero	3.3	5.7	8.6	2.9	4.1	-0.1	3.1	1.9	2.4	1.6	1.4	3.9	0.7
Febrero	3.1	6.3	8.2	3.4	3.3	0.3	2.9	2.1	1.8	1.8	1.3	4.2	0.5
Marzo	3.0	7.0	7.5	3.2	3.8	0.2	2.6	2.1	1.4	2.6	0.9	4.0	0.9
Abril	3.9	6.4	7.4	3.8	2.7	1.0	2.0	2.1	2.5	1.5	1.4	4.1	0.1
Mayo	4.2	6.9	6.7	3.8	2.0	1.9	1.8	1.7	2.8	1.3	1.7	4.0	-0.4
Junio	4.4	7.0	6.4	3.8	1.7	2.1	2.0	1.5	2.8	1.4	2.0	3.5	-0.4
Julio	4.9	7.2	5.9	3.7	1.3	2.2	2.1	1.5	2.8	1.7	1.7	3.0	0.0
Agosto	4.9	7.5	5.2	4.0	0.9	2.5	2.2	1.5	2.7	1.7	2.1	2.4	0.1
Septiembre	5.2	7.7	4.7	4.3	0.4	2.7	2.2	1.6	2.5	1.7	2.5	1.8	0.3
Octubre	5.1	8.8	3.6	4.4	0.4	2.6	1.7	2.5	1.9	1.5	3.0	1.5	0.1
Noviembre	5.1	9.1	3.3	4.0	0.5	2.8	1.6	2.5	2.0	1.2	3.5	1.1	0.0
Diciembre	5.1	9.2	3.0	4.1	0.4	2.5	2.1	2.2	2.0	1.1	4.0	0.6	-0.1

Gráfico No. 1

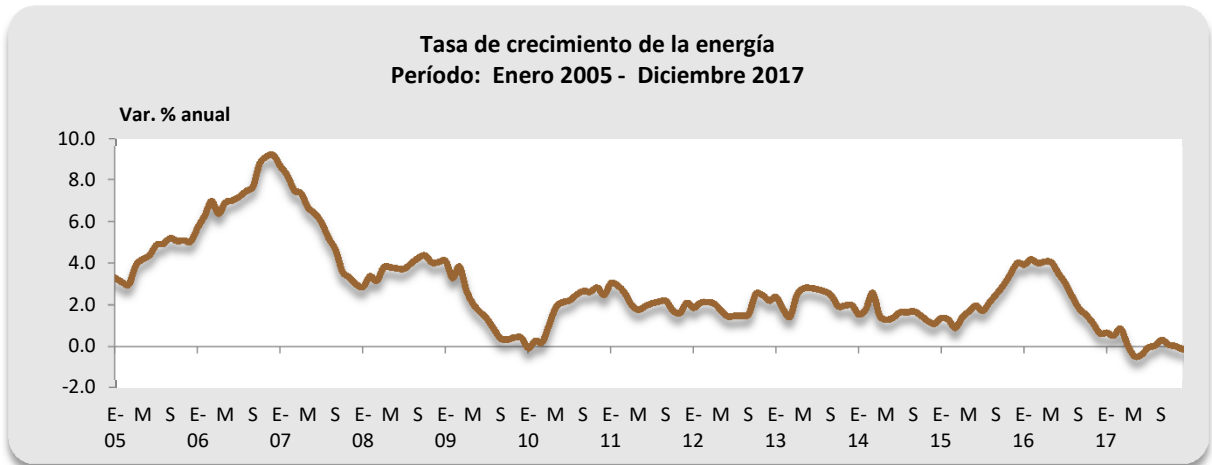
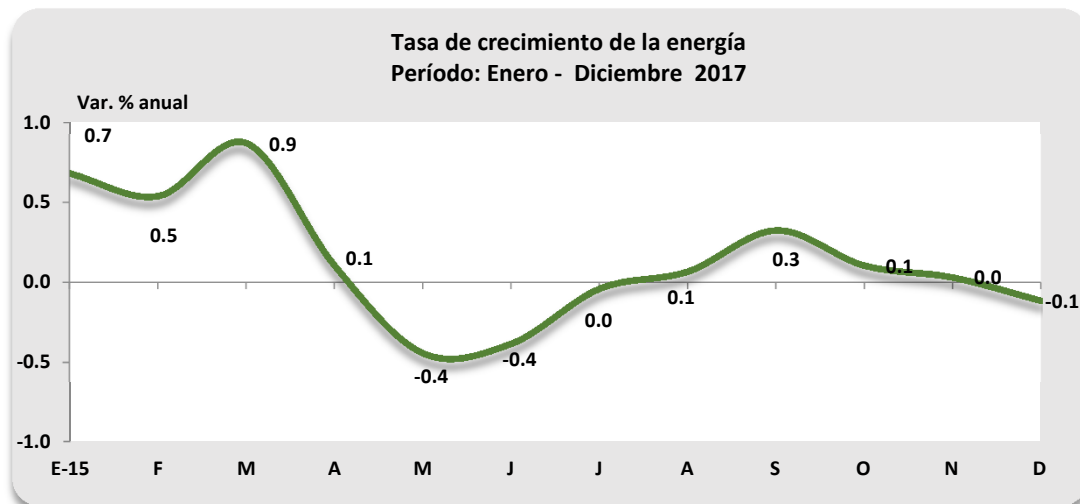


Gráfico No. 2





II- Inyección por planta (GWh)

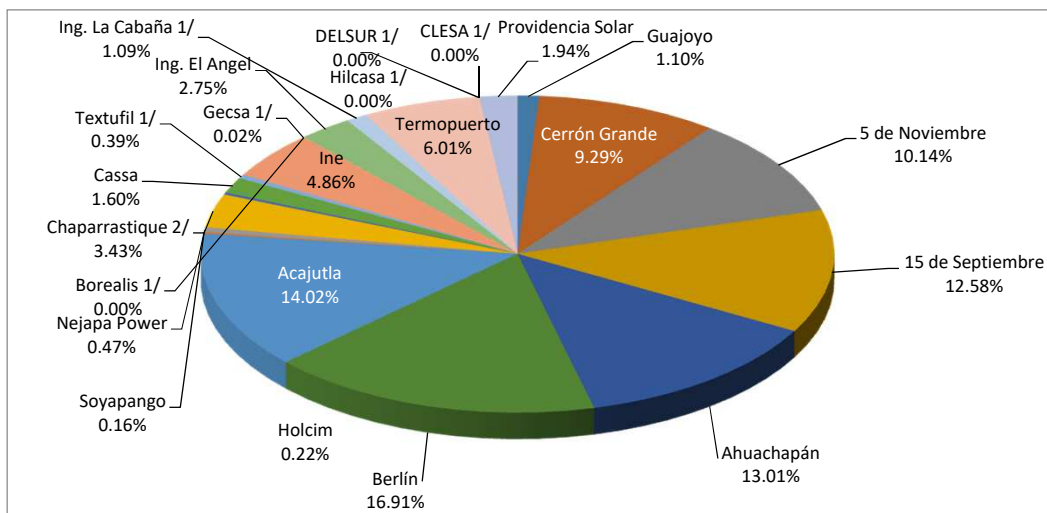
Cuadro No. 2

Generadores	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Hidroeléctrica	25.6	45.0	60.5	93.3	121.3	153.5	168.2	204.9	274.8	253.9	125.7	88.2	1,615.0
Guajoyo	0.9	0.8	0.9	1.3	0.6	1.9	5.7	5.7	7.8	11.2	10.4	6.8	53.8
Cerrón Grande	9.4	17.3	23.3	33.7	35.3	21.7	44.1	52.1	74.6	71.8	40.1	29.7	453.0
5 de Noviembre	7.9	17.0	23.1	35.9	43.0	48.0	55.6	65.5	66.7	64.4	38.0	29.3	494.5
15 de Septiembre	7.4	9.9	13.1	22.3	42.5	82.0	62.9	81.7	125.7	106.5	37.3	22.4	613.7
Geotérmicas	117.4	120.1	131.9	126.1	128.2	124.8	127.6	119.5	116.9	119.6	115.0	112.9	1,459.9
Ahuachapán	55.7	50.9	56.6	54.8	55.8	54.1	54.5	46.8	48.3	48.5	53.8	55.0	634.9
Berlín	61.7	69.1	75.3	71.4	72.4	70.7	73.1	72.6	68.6	71.1	61.1	57.9	825.0
Térmicas	241.7	219.6	227.8	192.4	205.4	108.5	73.6	58.2	37.2	48.6	128.3	167.6	1,709.0
Acajutla	77.9	73.1	80.8	78.7	79.0	53.3	40.9	32.9	21.6	28.8	60.2	57.0	684.1
Soyapango	0.0	1.7	0.7	0.9	3.6	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	7.7
Nejapa Power	5.7	1.5	0.9	2.6	7.5	2.5	0.2	0.1	0.6	0.1	0.1	1.0	22.8
Chaparrastique ^{2/}	26.2	24.0	26.7	28.1	20.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	16.3	25.4	167.6
Holcim	0.0	1.6	1.9	2.6	2.9	0.9	0.3	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	10.6
Cassa	16.7	14.2	15.1	9.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	16.2	77.9
Textufil ^{1/}	7.7	2.9	2.2	0.1	2.6	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	3.2	0.1	19.0
Ine	35.5	29.4	27.4	31.7	46.0	21.8	11.0	11.6	3.2	5.7	7.6	6.1	237.0
Borealis ^{1/}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Gecsa ^{1/}	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	1.0
Hilcasa ^{1/}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.2
Ing. El Angel	32.3	31.7	29.2	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.8	27.4	134.2
Ing. La Cabaña ^{1/}	10.0	10.5	11.1	4.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	12.3	53.2
Termopuerto	29.1	29.0	32.0	32.7	43.1	29.3	21.3	13.6	11.8	13.5	16.8	21.2	293.2
DELSUR ^{1/}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
CLESA ^{1/}	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
Solares	0.0	0.0	1.9	10.7	10.1	8.9	11.2	11.3	10.2	8.4	10.4	11.5	94.8
Providencia Solar	0.0	0.0	1.9	10.7	10.1	8.9	11.2	11.3	10.2	8.4	10.4	11.5	94.8
Total	384.6	384.7	422.2	422.6	465.0	395.7	380.7	394.0	439.2	430.5	379.4	380.2	4,878.7

^{1/} Inyecciones provenientes de la red de distribución

^{2/} A partir del 28 de Enero de 2015 esta en la red de transmisión a 115KV

Gráfico No. 3





III- Inyecciones por recurso y por operador

Cuadro No. 3

Inyecciones por Recurso (GWh)

Recurso	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Hidroeléctrico	25.6	45.0	60.5	93.3	121.3	153.5	168.2	204.9	274.8	253.9	125.7	88.2	1,615.0
Geotérmico	117.4	120.1	131.9	126.1	128.2	124.8	127.6	119.5	116.9	119.6	115.0	112.9	1,459.9
Térmico	241.8	219.6	227.8	192.4	205.4	108.5	73.6	58.2	37.2	48.6	128.3	167.6	1,709.0
Solar	0.0	0.0	1.9	10.7	10.1	8.9	11.2	11.3	10.2	8.4	10.4	11.5	94.8
Importaciones	140.8	117.0	151.2	127.9	120.1	138.4	178.6	156.5	115.3	130.3	150.9	148.0	1,674.9
Total	525.4	501.7	573.3	550.4	585.1	534.2	559.3	550.4	554.5	560.8	530.2	528.2	6,553.6

Cuadro No. 4

Inyección nacional por Participante de Mercado (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Cel	25.6	45.0	60.5	93.3	121.3	153.5	168.2	204.9	274.8	253.9	125.7	88.2	1,615.0
Nejapa Power	5.7	1.5	0.9	2.6	7.5	2.5	0.2	0.1	0.6	0.1	0.1	1.0	22.8
ORAZUL Energy	78.0	74.8	81.5	79.5	82.6	54.0	40.9	32.9	21.6	28.9	60.2	57.1	691.9
LaGeo	117.4	120.1	131.9	126.1	128.2	124.8	127.6	119.5	116.9	119.6	115.0	112.9	1,459.9
Holcim		1.6	1.9	2.6	2.9	0.9	0.3	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	10.6
Cassa	16.7	14.2	15.1	9.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	16.2	77.9
Textufil	7.7	2.9	2.2	0.1	2.6	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	3.2	0.1	19.0
Ine, S.A.	35.5	29.4	27.4	31.7	46.0	21.8	11.0	11.6	3.2	5.7	7.6	6.1	237.0
Chaparrastique	26.2	24.0	26.7	28.1	20.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	16.3	25.4	167.6
Borealis ^{1/}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Gecsa ^{1/}	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	1.0
Hilcasa energy ^{1/}	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.2
Ing. El Angel	32.3	31.7	29.2	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.8	27.4	134.2
Ing. La Cabaña ^{1/}	10.0	10.5	11.1	4.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	12.3	53.2
CLESA ^{1/}	0.1			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
DELSUR ^{1/}				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
Termopuerto	29.1	29.0	32.0	32.7	43.1	29.3	21.3	13.6	11.8	13.5	16.8	21.2	293.2
Providencia Solar			1.9	10.7	10.1	8.9	11.2	11.3	10.2	8.4	10.4	11.5	94.8
Total	384.6	384.7	422.2	422.6	465.0	395.7	380.7	394.0	439.2	430.5	379.4	380.2	4,878.7

^{1/} Inyecciones provenientes de la red de distribución

Gráfico No. 4



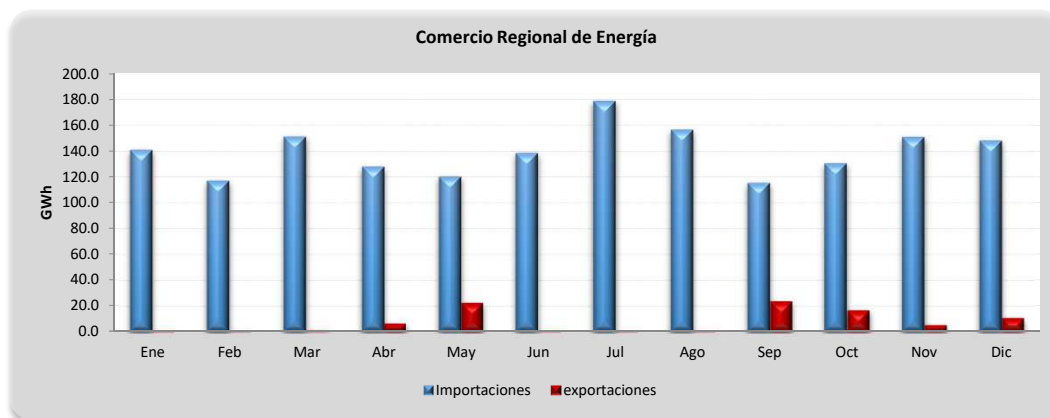
IV- Transacciones Internacionales

Cuadro No. 5

Importaciones (GWh)

Participante de mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ALAS DORADAS													-
BOREALIS	5.8	3.6	5.0	2.6	6.8	7.8	7.1	3.4	3.5	6.1	3.1	1.1	55.9
CEL COM													-
CENER													-
COMERCIA	4.1	11.0	12.5	11.2	12.1	6.3	4.9	3.8	5.8	10.3	5.4	5.3	92.7
DEL ESTE													-
DELSUR	2.1	3.2	3.0	1.3	1.4	2.3	1.4	1.9	0.7	1.6	1.2	1.0	21.2
ORAZUL (COM)	2.4	3.5	9.3	4.9	6.6	10.4	27.6	24.6	8.6	13.6	25.1	19.4	155.8
EDECSA	16.4	13.2	14.8	13.3	12.0	16.4	19.2	16.2	13.0	12.8	14.4	12.1	173.7
CENERGICA	20.6	17.6	20.5	19.9	17.6	19.8	1.5	1.6	2.5	0.7	4.6	9.7	136.8
EDESAL						0.1	0.2	0.5	0.1	0.1	0.0		1.0
ELECTRONOVA	5.5	1.4	3.1	5.5	1.1	3.0	9.1	1.5	1.1	2.5	3.7	2.4	39.9
ENERSICA													-
EXCELERGY	10.1	6.5	9.9	7.4	6.5	8.3	19.4	23.7	12.2	15.9	23.6	26.8	170.3
GENERA													-
INE-COM													-
LYNX													-
MAGDALENA	2.6	0.3	1.1	3.9	1.7	0.6							10.2
MERELEC	17.3	9.6	16.9	15.1	15.4	13.7	39.5	39.3	37.6	39.4	38.0	38.6	320.3
ORIGEM	24.0	20.8	25.1	23.2	19.6	23.3	23.7	8.0	7.3	2.2	3.2	3.4	183.9
POLIWATT	16.2	10.8	12.0	11.1	9.8	12.3	14.7	16.1	10.1	11.4	15.5	15.9	155.8
SAN DIEGO													-
AESCLESA		3.6	3.6	1.3	1.7	1.9	1.7	0.3	0.4	0.5	3.6	3.2	21.8
EEO	5.6	3.1							0.0		0.4	0.2	9.2
TEXTUFIL	6.5	7.2	8.7	4.2	4.6	6.3	6.5	6.3	5.3	4.5	6.0	6.3	72.4
LAGEO (COM)		0.7	1.4	1.4	1.3	1.3							6.1
INFOTEKNE													-
PACIFIC ENERGY							1.0	1.0	1.1	0.9	1.1	0.9	5.9
D'ENERGIE						1.4	0.2	0.5	1.8	2.7	0.1		6.7
TERMOPUERTO			1.0	0.9	1.2	1.1	0.1		0.0	1.1	0.6	0.5	6.6
DICELSA						0.0							0.0
ITECA													-
AGTI		0.0	0.0	0.0									0.1
SOLENER	0.3	0.3	0.2	0.0	0.1		0.1						0.8
ANTARES	0.1	0.1											0.1
CUESTAMORAS	1.3	0.5	3.2	0.5	0.6	2.0	0.7	7.8	4.2	4.1	1.1	0.7	26.8
INTELLERGY											0.0	0.0	0.0
EDI											0.2	0.6	0.8
Total	140.8	117.0	151.2	127.9	120.1	138.4	178.6	156.5	115.3	130.3	150.9	148.0	1,674.9

Gráfico No. 5





IV- Transacciones Internacionales

Cuadro No. 6

Exportaciones (GWh)

Participante de mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
AGTI		0.0											0.0
BOREALIS	0.1	0.0	0.2	1.9	4.6	0.2	0.1	0.3	0.2	0.3	0.4	3.1	11.4
CEL COM									23.2	14.4			37.6
DEL ESTE													-
DELSUR	0.2	0.0	0.2	0.9	3.0	0.1	0.1	0.1	0.3	0.4	1.0	3.4	9.7
ORAZUL (COM)													-
EDECSA			0.0	0.2	4.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	2.6	2.4	9.9
CENER													-
CENERGICA					0.5	0.1	0.1						0.7
EXCELERGY			0.1	0.9	0.5	0.1	0.0		0.1	0.3	0.2	0.2	2.4
LYNX													-
MAGDALENA	0.0		0.3	1.5	1.4	0.0							3.3
MERELEC	0.1		0.3	0.6	5.4	0.2		0.0	0.1	0.5	0.2		7.3
DICELSA							0.0						0.0
COMERCIA													-
ORIGEM													-
ENERSICA													-
CLESA			0.0	0.2	0.9	0.1	0.0		0.1	0.1	0.8	0.2	2.5
POLIWATT													-
ELECTRONOVA				0.1	1.0								1.2
EEO									0.0				0.0
INE-COM													-
LAGEO-COM			0.0	0.3	0.6								0.9
INFOTEKNE													-
EDESAL											0.1		0.1
SAN DIEGO													-
SOLENER				0.1	0.3								0.4
TERMOPUERTO										0.5	0.1	0.3	0.8
TEXTUFIL					0.2								0.2
ANATARES					0.0								0.0
CUESTAMORAS	0.2												0.2
Total	0.6	0.1	1.1	6.7	22.6	0.9	0.4	0.4	23.8	16.8	5.4	10.8	89.6



V- Demanda de energía en el Mercado de Contratos (Bilaterales)

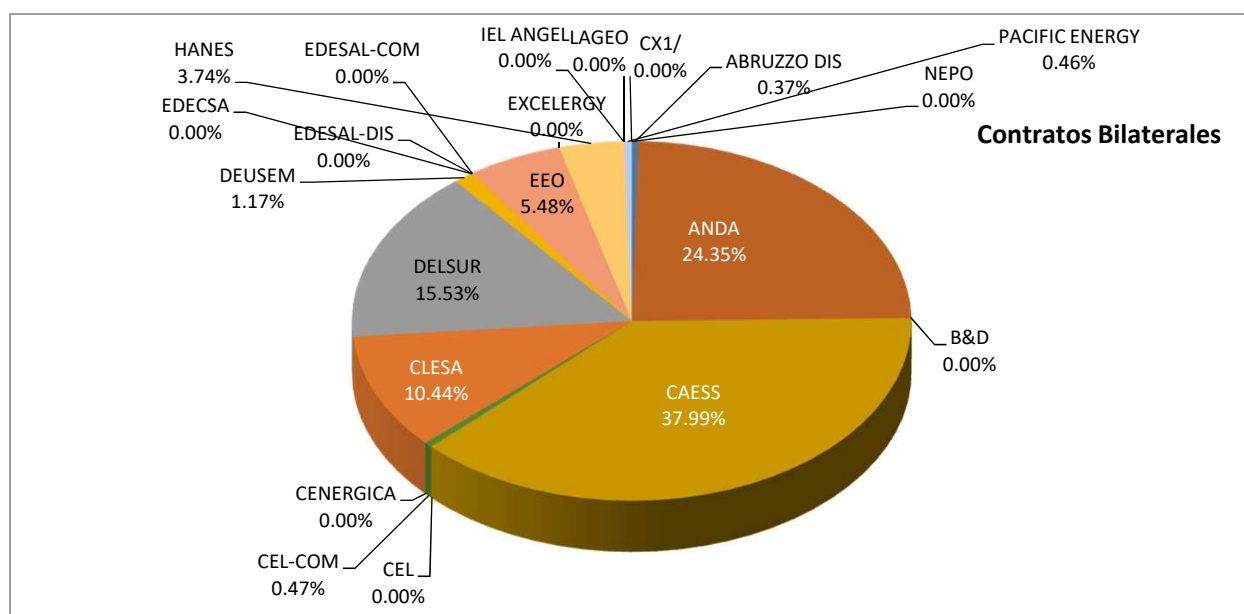
Cuadro No. 7

Contratos (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
ABRUZZO DIS	1.4	1.2	1.4	0.8	0.3								5.0
ANDA	28.2	25.5	28.2	27.3	28.2	27.3	28.2	28.2	27.3	28.2	27.3	28.2	332.2
B&D													0.0
CAESS	33.7	32.5	34.9	36.5	47.8	46.8	41.8	45.1	39.6	48.0	55.7	56.1	518.3
CEL													0.0
CEL-COM	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	6.4
CENERGICA													0.0
CLESA	13.4	12.1	12.5	12.0	12.4	12.0	13.6	11.6	13.0	12.7	8.4	8.7	142.4
DELSUR	7.4	6.7	7.4	7.2	7.4	7.2	7.4	17.5	35.3	36.5	35.3	36.5	211.9
DEUSEM	1.5	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.9	1.7	1.8	1.6	0.6	0.6	15.9
EDECSA													0.0
EDESAL-DIS													0.0
EDESAL-COM													0.0
EEO	3.7	3.4	3.2	3.0	3.1	3.0	10.5	10.2	10.1	9.9	7.2	7.4	74.8
EXCELERGY													0.0
HANES		2.0	5.2	5.0	5.2	5.0	5.2	5.2	5.0	5.2	5.0	2.8	51.0
IEL ANGEL													0.0
LAGEO													0.0
PACIFIC ENERGY							1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	0.9	6.3
NEPO													0.0
CX ^{1/}													0.0
Total	89.8	85.2	94.6	93.5	106.2	103.1	110.3	121.1	133.7	143.8	141.2	141.7	1,364.3

^{1/} CX: Contratos de Exportación

Gráfico No. 6





V- Demanda de energía en el Mercado de Contratos (Libre Concurrencia)

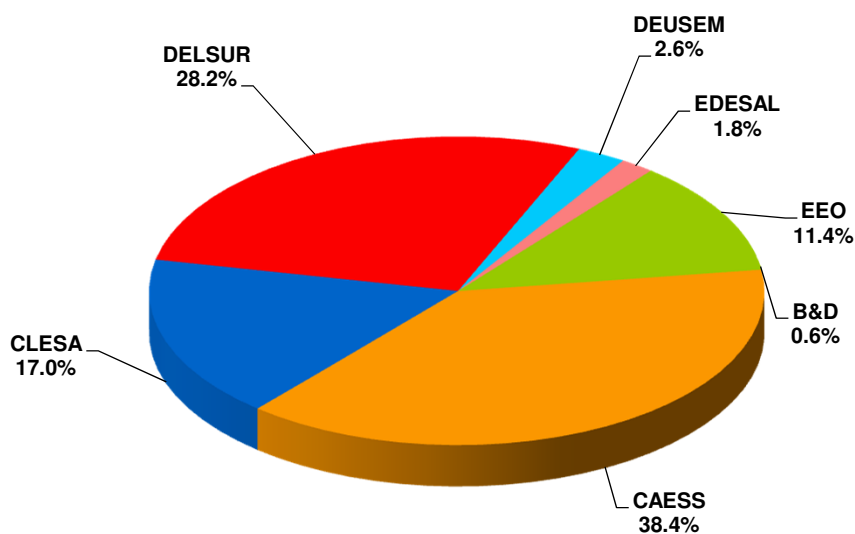
Cuadro No. 8

Contratos (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
B&D	2.0	1.6	1.9	1.6	1.8	1.8	1.9	1.7	1.7	1.9	1.7	1.4	20.8
CAESS	124.7	112.0	131.3	123.9	132.4	125.0	132.3	109.2	102.2	107.2	105.6	106.0	1,411.9
CLESA	56.5	50.5	58.9	57.0	59.2	55.4	57.8	47.9	44.3	46.1	45.2	46.7	625.5
DELSUR	92.8	82.4	94.3	90.7	96.7	91.6	95.4	81.4	76.4	79.8	76.8	76.4	1,034.5
DEUSEM	8.4	7.6	8.7	8.7	9.1	8.4	8.9	7.3	6.6	6.9	6.7	7.0	94.3
EDESAL	6.1	5.7	6.4	4.8	5.9	5.7	5.4	5.2	5.2	5.5	5.3	4.7	65.8
EEO	36.9	33.0	39.4	38.3	39.6	36.3	39.2	33.4	30.2	31.3	30.6	31.9	420.0
Total	327.3	292.7	341.0	324.8	344.7	324.1	340.8	286.0	266.7	278.6	271.9	274.1	3,672.9

Gráfico No. 7

Demanda en Mercado de Contratos





VI- Demanda de energía en el Mercado Regulador del Sistema

Cuadro No. 9

MRS (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
ABRUZZO-COM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ABRUZZO-DIS	-0.4	0.2	0.0	0.4	1.2	2.4	1.9	1.1	1.8	1.7	1.0	1.1	12.5
AES NEJAPA										3.0	4.7	4.8	12.5
ALAS DORADAS	4.0	3.7	3.7	3.4	4.1	4.0	4.0	4.0	3.9	4.1	3.9	3.5	46.2
ANDA	-2.5	-1.8	-2.1	-2.6	-2.9	-2.3	-2.8	-3.5	-3.6	-2.8	-2.2	-2.6	-31.7
B&D	0.5	0.7	0.7	0.6	0.6	0.7	-0.2	0.1	0.1	0.1	0.3	0.0	4.3
BOREALIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
CAESS	34.0	40.3	44.3	38.7	29.1	25.7	34.3	50.8	56.1	45.9	30.1	25.8	455.0
CASSA	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4	0.2	0.0	2.6
CEL	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.3	0.3	0.2	0.1	0.2	0.4	0.5	5.0
CEL-COM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CENER													0.0
CENERGICA													0.0
COMERCIA													0.0
CHAP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.5	0.1		1.8
CLESA	6.9	11.0	12.1	12.2	10.8	8.6	7.6	20.1	17.5	16.7	20.5	20.3	164.3
DELSUR	27.9	32.2	37.7	30.3	29.9	28.7	30.3	33.1	17.7	15.2	15.1	12.7	310.8
DEUSEM	2.0	2.5	3.2	3.1	2.8	2.5	2.4	3.9	4.0	3.7	4.7	4.7	39.5
ORAZUL	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	3.8
ORAZUL (COM)													0.0
EDECSA													0.0
EDESAL-DIS	1.9	2.0	3.0	3.5	2.7	2.5	3.0	2.4	3.3	3.6	3.3	2.6	33.9
EDESAL-COM	0.4	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	4.3
EEO	12.0	14.4	16.8	17.6	14.9	13.9	6.7	11.9	12.2	12.5	14.6	13.9	161.6
EXCELERGY	2.9	2.6	2.9	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7	2.4	2.5	2.4	2.4	31.2
GECSA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
HANES	5.9	3.9	-0.3	1.3	1.2	1.9	1.9	1.7	0.6	0.7	0.5	1.1	20.5
HILCASA	0.0			0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HOLCIM	0.5												0.5
IEL ANGEL	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.2	0.1	2.4
INE	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	1.9
LAGEO	1.1	0.9	1.1	1.0	1.1	1.1	1.0	0.9	1.0	0.9	1.0	1.0	12.0
LYNX													0.0
MERELEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NEPO	0.6	0.7	0.8	0.7	0.6	0.8	0.8	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	8.8
ORIGEM													0.0
PACIFIC ENERGY										0.0		0.0	0.0
PROV SOLAR			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
RIO SOTO			0.0										0.0
TEXT	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.3
TPTO	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.6
Total	99.2	114.8	125.6	114.7	100.9	95.2	96.0	132.4	120.1	111.2	102.9	93.8	1,306.8

Los valores negativos corresponden a las desviaciones de contratos que fueron inyectadas al MRS, superando el valor total de sus retiros.



VII- Demanda total de energía en el Mercado Mayorista

Cuadro No. 10

Demanda Total de Energía (Contratos + MRS) GWh

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
ABRUZZO-COM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ABRUZZO-DIS	1.0	1.5	1.4	1.2	1.5	2.4	1.9	1.1	1.8	1.7	1.0	1.1	17.6
AES NEJAPA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	4.7	4.8	12.5
ALAS DORADAS	4.0	3.7	3.7	3.4	4.1	4.0	4.0	4.0	3.9	4.1	3.9	3.5	46.2
ANDA	25.7	23.6	26.2	24.7	25.3	25.0	25.4	24.7	23.7	25.4	25.1	25.6	300.4
B&D	2.4	2.4	2.5	2.1	2.4	2.4	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	1.4	25.1
BOREALIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
CAESS	192.3	184.7	210.5	199.1	209.4	197.5	208.4	205.2	197.9	201.1	191.4	187.8	2,385.2
CASSA	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4	0.2	0.0	2.6
CEL	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.3	0.3	0.2	0.1	0.2	0.4	0.5	5.0
CEL-COM	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	6.4
CENERGICA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CENER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HOLCIM	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5
CHAP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.5	0.1	0.0	1.8
CLESA	76.8	73.5	83.6	81.2	82.4	76.0	79.0	79.6	74.9	75.5	74.1	75.6	932.2
DELSUR	128.1	121.3	139.4	128.2	134.1	127.5	133.2	132.0	129.3	131.4	127.1	125.6	1,557.2
DEUSEM	11.9	11.4	13.2	13.0	13.1	12.1	13.1	12.9	12.4	12.2	12.0	12.3	149.7
ORAZUL	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	3.8
ORAZUL (COM)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EDECSA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EDESAL-DIS	8.0	7.7	9.5	8.3	8.6	8.2	8.4	7.6	8.5	9.2	8.6	7.3	99.8
EDESAL-COM	0.4	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	4.3
EEO	52.6	50.8	59.4	58.9	57.6	53.2	56.4	55.5	52.6	53.7	52.5	53.3	656.5
EXCELERGY	2.9	2.6	2.9	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7	2.4	2.5	2.4	2.4	31.2
GECSA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
HANES	5.9	6.0	4.9	6.4	6.4	6.9	7.1	6.9	5.6	5.9	5.5	3.8	71.5
HILCASA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IEL ANGEL	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.2	0.1	2.4
INE	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	1.9
LAGEO	1.1	0.9	1.1	1.0	1.1	1.1	1.0	0.9	1.0	0.9	1.0	1.0	12.0
LYNX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MERELEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NEPO	0.6	0.7	0.8	0.7	0.6	0.8	0.8	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	8.8
ORIGEM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PACIFIC ENERGY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	0.9	6.3
PROV SOLAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
RIO SOTO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TEXT	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.3
TPTO	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.6
CX ^{1/}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	516.4	492.7	561.2	533.0	551.7	522.4	547.1	539.6	520.5	533.6	516.0	509.6	6,343.9

^{1/} CX: Contratos de Exportación

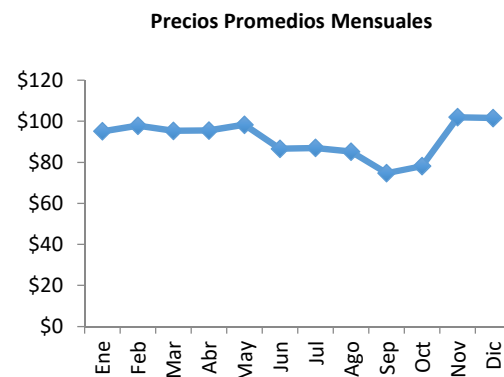


VIII- Evolución de los precios en el MRS

Cuadro No. 11

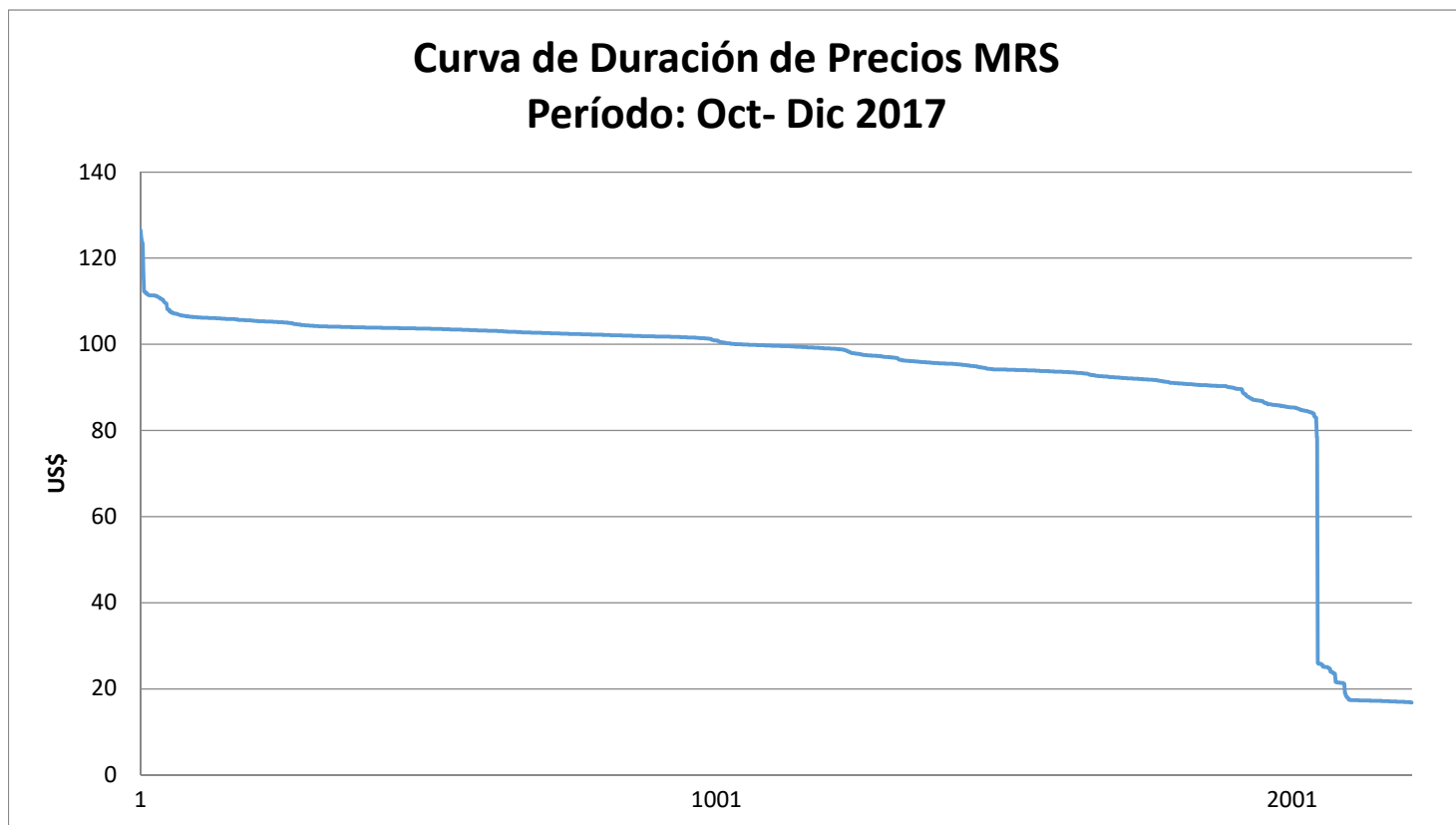
Mes	Promedio	Variaciones %			
		Mensual	Anual	Acumulada	Prom. Anual
Ene	95.14	6.63	44.47	6.63	84.24
Feb	97.83	2.83	57.63	9.65	87.22
Mar	95.38	-2.51	44.29	6.90	89.66
Abr	95.52	0.15	28.17	7.06	91.41
May	98.35	2.96	13.76	10.23	92.40
Jun	86.60	-11.95	0.09	-2.94	92.40
Jul	87.01	0.48	1.50	-2.48	92.51
Ago	85.20	-2.09	5.90	-4.51	92.91
Sep	74.77	-12.23	-6.21	-16.19	92.49
Oct	78.24	4.63	-25.16	-12.31	90.30
Nov	102.00	30.37	1.63	14.32	90.44
Dic	101.64	-0.35	13.91	13.91	91.47

Gráfico No. 8



Nota: a partir del 1 de Agosto de 2011 el precio de la energía ha sido calculado con base a lo establecido en el Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción (ROBCP)

Gráfico No. 9



IX- Comercializadores

Cuadro No. 12

Participante de Mercado	Inyecciones (GWh)												Total
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Excelergy S.A.	10.1	6.5	9.9	7.4	6.5	8.3	19.4	23.7	12.2	15.9	23.6	26.8	170.3
CEL - Comercializadora													0.0
LAGEO (COM)		0.7	1.4	1.4	1.3	1.3							6.1
Poliwatt El Salvador S.A.	16.2	10.8	12.0	11.1	9.8	12.3	14.7	16.1	10.1	11.4	15.5	15.9	155.8
CENERGICA	20.6	17.6	20.5	19.9	17.6	19.8	1.5	1.6	2.5	0.7	4.6	9.7	136.8
MERELEC	17.3	9.6	16.9	15.1	15.4	13.7	39.5	39.3	37.6	39.4	38.0	38.6	320.3
ORIGEM S.A. de C.V.	24.0	20.8	25.1	23.2	19.6	23.3	23.7	8.0	7.3	2.2	3.2	3.4	183.9
ORAZUL ENERGY (COM)	2.4	3.5	9.3	4.9	6.6	10.4	27.6	24.6	8.6	13.6	25.1	19.4	155.8
LYNX													0.0
TEXTUFIL	14.3	10.1	10.9	4.4	7.2	6.3	6.5	6.4	5.4	4.5	9.2	6.3	91.4
INE S.A. DE C.V. (COM)													0.0
BOREALIS	5.8	3.7	5.0	2.6	6.8	7.8	7.1	3.4	3.5	6.1	3.1	1.1	56.0
GECSA	0.4	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	1.0
HILCASA	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.2
LA CABAÑA	10.0	10.5	11.1	4.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	12.3	53.2
CENER													0.0
CHAPARRASTIQUE	26.2	24.0	26.7	28.1	20.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	16.3	25.4	167.6
ENERSICA, S.A. DE C.V.													0.0
ELECTRONOVA	5.5	1.4	3.1	5.5	1.1	3.0	9.1	1.5	1.1	2.5	3.7	2.4	39.9
SAN DIEGO													0.0
EDECSA	16.4	13.2	14.8	13.3	12.0	16.4	19.2	16.2	13.0	12.8	14.4	12.1	173.7
COMERCIA	4.1	11.0	12.5	11.2	12.1	6.3	4.9	3.8	5.8	10.3	5.4	5.3	92.7
INFOTEKNE													0.0
GENERA													0.0
DEL ESTE													0.0
ALAS DORADAS													0.0
PACIFIC ENERGY							1.0	1.0	1.1	0.9	1.1	0.9	5.9
D'ENERGIE				0.0	0.0	1.4	0.2	0.5	1.8	2.7	0.1		6.7
Magdalena Energy, S.A. de C.V.	2.6	0.3	1.1	3.9	1.7	0.6							10.2
ITECA													0.0
Termopuerto Comercializador			1.0	0.9	1.2	1.1	0.1		0.0	1.1	0.6	0.5	6.6
DICELSA				0.0	0.0	0.0							0.0
AGTI, S.A. de C.V.		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.1
SOLENER	0.3	0.3	0.2	0.0	0.1	0.0	0.1						0.8
ANTARES	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0							0.1
CUESTAMORAS	1.3	0.5	3.2	0.5	0.6	2.0	0.7	7.8	4.2	4.1	1.1	0.7	26.8
INTELLERGY											0.0	0.0	0.0
ENERGIA DEL ISTMO											0.2	0.6	0.8
Total	177.3	144.6	184.6	158.3	140.3	134.1	175.3	153.9	114.0	128.5	169.9	181.9	1,862.7



IX- Comercializadores

Cuadro No. 13

Participante de Mercado	Retiros (GWh)												Total
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Excelergy S.A.	2.9	2.6	3.0	3.5	3.1	2.7	2.7	2.7	2.5	2.8	2.6	2.7	33.6
CEL - Comercializadora	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	23.7	15.0	0.6	0.6	44.0
LAGEO (COM)			0.0	0.3	0.6	0.0							0.9
POLIWATT													0.0
CENERGICA				0.0	0.5	0.1	0.1						0.7
MERELEC	0.1	0.0	0.3	0.6	5.4	0.2	0.0	0.0	0.1	0.5	0.2	0.0	7.3
ORIGEM													0.0
ORAZUL (COM)													0.0
LYNX													0.0
TEXTUFIL	0.3	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5
ABRUZZO S.A. DE C.V.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EDESAL S.A. de C.V. (COM)	0.4	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	4.3
INE S.A. DE C.V. (COM)													0.0
BOREALIS	0.1	0.0	0.2	2.0	4.6	0.2	0.1	0.4	0.2	0.3	0.4	3.1	11.7
GECSA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
HILCASA	0.0			0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LA CABAÑA													0.0
CENER													0.0
CHAPARRASTIQUE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.5	0.1		1.8
ENERSICA													0.0
ELECTRONOVA				0.1	1.0	0.0							2.3
SAN DIEGO												1.2	0.0
EDECSA			0.0	0.2	4.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	2.6	2.4	9.9
COMERCIA													0.0
INFOTEKNE													0.0
GENERA													0.0
DEL ESTE													0.0
ALAS DORADAS	4.0	3.7	3.7	3.4	4.1	4.0	4.0	4.0	3.9	4.1	3.9	3.5	46.2
PACIFIC ENERGY							1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	0.9	6.3
RIO SOTO													0.0
MAGDALENA	0.0		0.3	1.5	1.4	0.0							3.3
Termopuerto Comercializador										0.5	0.1	0.3	0.8
DICELSA							0.0						0.0
AGTI, S.A. de C.V.		0.0		0.0	0.0	0.0							0.0
SOLENER, S.A. de C.V.				0.1	0.3	0.0							0.4
ANTARES				0.0	0.0	0.0							0.0
CUESTAMORAS	0.2			0.0	0.0	0.0							0.2
AES NEJAPA										3.0	4.7	4.8	12.5
Total	8.6	7.3	8.5	12.6	26.6	8.6	9.3	9.4	32.2	28.3	16.8	20.0	188.2



X- Energía no servida y Pérdidas de transmisión

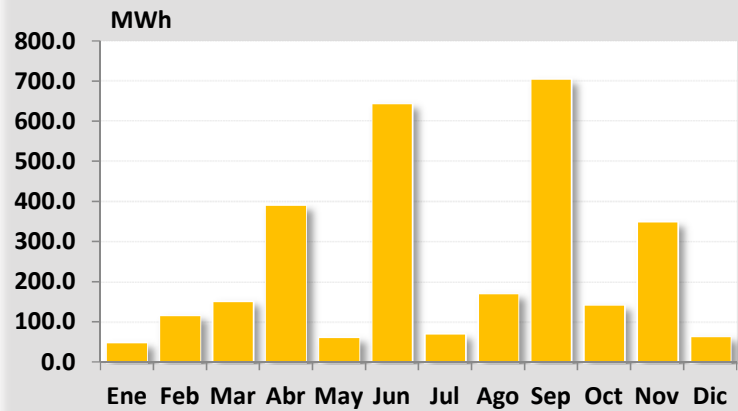
Cuadro No. 14

Gráfico No. 10

Energía no Servida

Mes	MWh	% Var. Mensual
Ene	50.3	0.0%
Feb	116.3	131.2%
Mar	153.6	32.0%
Abr	391.7	155.0%
May	64.3	-83.6%
Jun	643.3	900.6%
Jul	72.4	-88.7%
Ago	171.4	136.7%
Sep	705.6	311.6%
Oct	142.9	-79.7%
Nov	351.6	146.1%
Dic	65.0	-81.5%
Total	2,928.5	

Energía no Servida



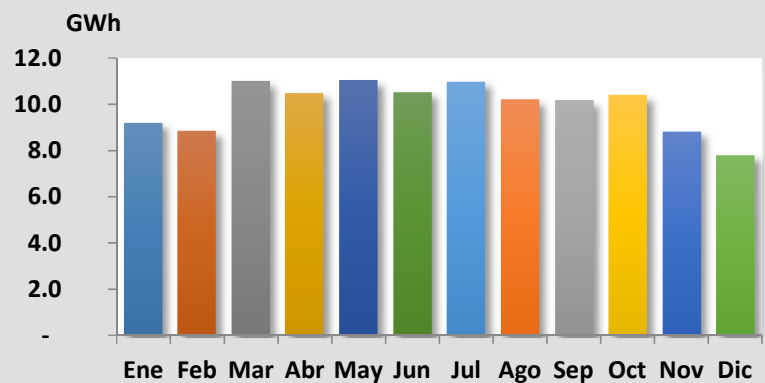
Cuadro No. 15

Gráfico No. 11

Pérdida de Trasmisión

Mes	GWh	% Var. Mensual
Ene	9.2	0.0%
Feb	8.8	-3.9%
Mar	11.0	24.3%
Abr	10.5	-4.7%
May	11.0	5.4%
Jun	10.5	-4.6%
Jul	11.0	4.3%
Ago	10.2	-7.1%
Sep	10.2	-0.4%
Oct	10.4	2.4%
Nov	8.8	-15.1%
Dic	7.8	-11.5%
Total	119.5	

Pérdidas de Transmisión





XI- Retiro de energía por nodo en la red de transmisión

Cuadro No. 16

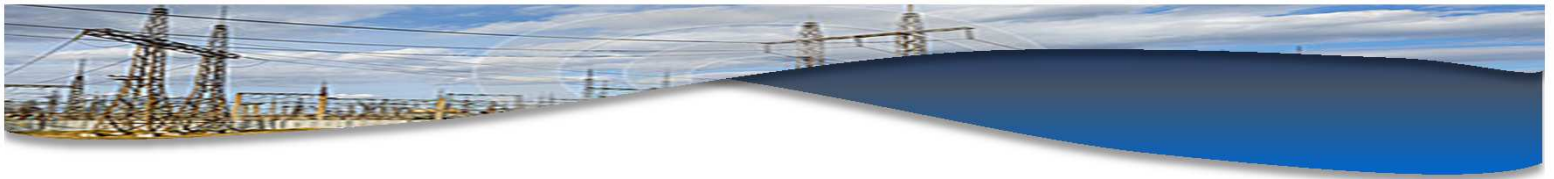
Retiros por nodo (GWh)

Participante de Mercado	Subestaciones	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
	Sub-Total	25.7	23.6	26.2	24.7	25.3	25.0	25.4	24.7	23.7	25.4	25.1	25.6	300.4
Consorcio	Acajutla	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub-Total	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ing. El Angel	El Angel	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.2	0.1	2.4
	Sub-Total	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.2	0.1	2.4
Hanesbrands	Opico	5.9	6.0	4.9	6.4	6.4	6.9	7.1	6.9	5.6	5.9	5.5	3.8	71.5
	Sub-Total	5.9	6.0	4.9	6.4	6.4	6.9	7.1	6.9	5.6	5.9	5.5	3.8	71.5
Termopuerto	Termopuerto	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.6
	Sub-Total	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.6
Abruzzo Distribuidor	Ateos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Guajoyo	0.0	0.6	0.4	0.2	0.4	1.5	0.8	0.0	0.8	0.7	0.0	0.1	5.5
	Nueco Cuscatlán	1.0	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	12.0
	Sub-Total	1.0	1.5	1.4	1.2	1.5	2.4	1.9	1.1	1.8	1.7	1.0	1.1	17.6
American Park	Ateos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub-Total	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alas Doradas	Talnique	0.0	0.0	0.0	0.7	4.1	4.0	4.0	4.0	2.0	1.7	0.0	1.8	18.2
	San Matias	4.0	3.7	3.7	2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	2.2	4.1	3.9	28.0
	Sub-Total	4.0	3.7	3.7	3.4	4.1	4.0	4.0	4.0	4.0	3.9	4.1	3.9	46.2
RIO SOTO	Soyapango	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub-Total	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PACIFIC ENERGY	Ateos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Nuevo Cuscatlán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.7
	Nejapa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	San Antonio	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	1.9
	San Bartolo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	3.6
	Santo Tomás	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub-Total	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	0.9
Providencia Solar	Antares	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
	Sub-Total	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
AES NEJAPA	San Bartolo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.4
	Soyapango	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.9	4.5	4.7	12.1
	Sub-Total	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	4.7	4.8	12.5
TOTAL GENERAL		516.4	492.7	561.2	533.0	551.7	522.4	547.1	539.6	520.5	533.6	516.0	509.6	6,343.9

^{2/} Valores corresponden al consumo propio

^{3/} Desde el 22/07/2013 09:00 a.m.

Unidad de Transacciones, S.A.



XII- Interrupciones de servicio

Cuadro No. 17

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Líneas de 230 kV(*)	7	5	13	22	53	7	5	3	29	15	14	5	178
Líneas de 115 kV	24	18	19	25	26	28	36	16	8	26	13	14	253
Circuitos de 46 kV	60	40	123	119	120	128	127	112	140	124	66	85	1,244
Circuitos de 34.5 kV	9	1	10	6	10	10	7	6	4	0	2	4	69
Circuitos de 23 kV	14	14	16	34	12	26	11	17	9	18	18	12	201
TOTALES	114	78	181	206	221	199	186	154	190	183	113	120	1,945

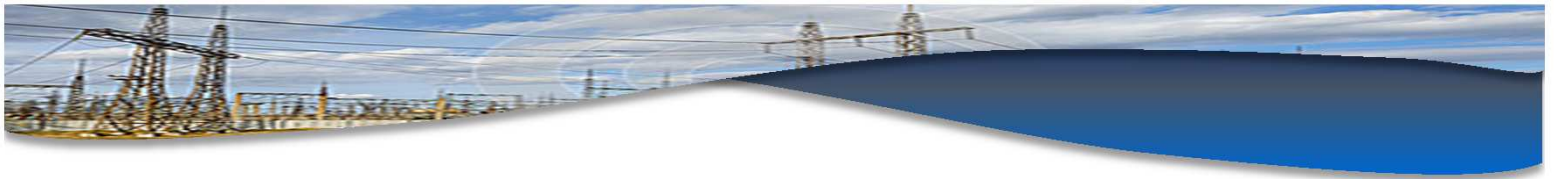
(*) Incluye Interconexión con Guatemala y Honduras, SIEPAC y Refuerzos Internos

Cuadro No. 18

TIPO DE INTERRUPCION	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Fallas en líneas de transmisión a 115 kV	2	1	5	8	11	7	9	5	11	12	0	0	71
Mantenimiento en líneas de transmisión a 115 kV	22	16	14	13	14	20	27	10	16	12	12	14	190
Aperturas por otras causas en L.T. a 115 kV.	0	1	0	4	1	1	0	1	2	2	1	0	13
Fallas en líneas de transmisión a 230 kV Internas (1)	2	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	5
Mantenimientos en líneas de transmisión a 230 kV Internas (1)	0	0	0	8	0	0	1	0	0	0	2	0	11
Aperturas por otras causas en L.T. a 230 kV Internas (3)	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	6
Fallas en líneas de interconexión (2)	1	1	2	1	4	1	0	2	1	1	0	1	15
Mantenimientos en líneas de interconexión (2)	0	4	3	3	4	1	1	0	1	0	2	0	19
Aperturas por otras causas en líneas de interconexión (3)	2	0	8	10	45	5	0	1	6	14	10	0	101
Fallas de circuitos de distribución	56	33	87	82	77	98	87	115	105	97	46	65	948
Mantenimientos en circuitos de distribución	27	22	62	77	65	66	58	20	48	45	40	36	566
													0
TOTALES	114	78	181	206	221	199	186	154	190	183	113	120	1,945

(1) Incluye SIEPAC y Refuerzos Internos a 230 kV; (2) Interconexiones con Guatemala y Honduras; (3) Típicamente por Control de Voltaje

También se han observado y se incluyen aquí eventos de aperturas por protección de "sobre voltaje" en Honduras o bien aperturas en Guatemala por oscilaciones en el sistema interconectado de Centroamérica.



XII- Interrupciones de servicio

Cuadro No. 17

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Líneas de 230 kV(*)	7	5	13	22	53	7	5	3	29	15	14	5	178
Líneas de 115 kV	24	18	19	25	26	28	36	16	8	26	13	14	253
Circuitos de 46 kV	60	40	123	119	120	128	127	112	140	124	66	85	1,244
Circuitos de 34.5 kV	9	1	10	6	10	10	7	6	4	0	2	4	69
Circuitos de 23 kV	14	14	16	34	12	26	11	17	9	18	18	12	201
TOTALES	114	78	181	206	221	199	186	154	190	183	113	120	1,945

(*) Incluye Interconexión con Guatemala y Honduras, SIEPAC y Refuerzos Internos

Cuadro No. 18

TIPO DE INTERRUPCION	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Fallas en líneas de transmisión a 115 kV	2	1	5	8	11	7	9	5	11	12	0	0	71
Mantenimiento en líneas de transmisión a 115 kV	22	16	14	13	14	20	27	10	16	12	12	14	190
Aperturas por otras causas en L.T. a 115 kV.	0	1	0	4	1	1	0	1	2	2	1	0	13
Fallas en líneas de transmisión a 230 kV Internas (1)	2	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	5
Mantenimientos en líneas de transmisión a 230 kV Internas (1)	0	0	0	8	0	0	1	0	0	0	2	0	11
Aperturas por otras causas en L.T. a 230 kV Internas (3)	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	6
Fallas en líneas de interconexión (2)	1	1	2	1	4	1	0	2	1	1	0	1	15
Mantenimientos en líneas de interconexión (2)	0	4	3	3	4	1	1	0	1	0	2	0	19
Aperturas por otras causas en líneas de interconexión (3)	2	0	8	10	45	5	0	1	6	14	10	0	101
Fallas de circuitos de distribución	56	33	87	82	77	98	87	115	105	97	46	65	948
Mantenimientos en circuitos de distribución	27	22	62	77	65	66	58	20	48	45	40	36	566
													0
TOTALES	114	78	181	206	221	199	186	154	190	183	113	120	1,945

(1) Incluye SIEPAC y Refuerzos Internos a 230 kV; (2) Interconexiones con Guatemala y Honduras; (3) Típicamente por Control de Voltaje

También se han observado y se incluyen aquí eventos de aperturas por protección de "sobre voltaje" en Honduras o bien aperturas en Guatemala por oscilaciones en el sistema interconectado de Centroamérica.



XIII- Límites de voltaje

Cuadro No. 20

FRECUENCIA DE VIOLACIONES A LOS LIMITES DE VOLTAJE EN BARRAS Resumen Enero a Diciembre 2017					
SUBESTACION	VOLTAJES	LIMITES	DEMANDAS		
			MIN	MED	MAX
NVO. CUSCATLAN	23	>1.05	26	23	0
		<0.95	0	2	0
NEJAPA	23	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SAN ANTONIO	23	>1.05	0	0	0
		<0.95	1	1	0
SAN BARTOLO	23	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SOYAPANGO	23	>1.05	125	76	1
		<0.95	0	0	0
ACAJUTLA	34.5	>1.05	20	61	20
		<0.95	4	69	4
ATEOS	34.5	>1.05	105	41	7
		<0.95	0	0	0
15 DE SEPTIEMBRE	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
ACAJUTLA	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	93	343	46
AHUACHAPAN	46	>1.05	0	1	1
		<0.95	0	0	0
ATEOS	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
CERRON GRANDE	46	>1.05	24	11	1
		<0.95	0	0	0
GUAJOYO	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	1	0
OPICO	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
OZATLAN	46	>1.05	76	31	1
		<0.95	0	0	0
PEDREGAL	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	1	0	0
SANTA ANA	46	>1.05	161	46	2
		<0.95	0	0	0
SAN MIGUEL	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SONSONATE	46	>1.05	4	2	0
		<0.95	0	1	0
SOYAPANGO	46	>1.05	114	34	5
		<0.95	0	0	0
SAN RAFAEL	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SANTO TOMÁS	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	2	0
TECOLUCA	46	>1.05	0	6	0
		<0.95	0	0	0
TALNIQUE	46	>1.05	3	11	0
		<0.95	0	0	0
LA UNIÓN	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SAN MATIAS	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0

NOTA: LAS MUESTRAS CONTABILIZADAS TIENEN UNA DURACION DE UNA HORA.

	PROGRAMADO				REPROGRAMADO				EJECUTADO				MOTIVO
	PLANTA/UNIDAD	PROGRAMADO	DURACIÓN	REPROGRAMADO	DURACIÓN	EJECUTADO	DURACIÓN	REPROGRAMADO	DURACIÓN	EJECUTADO	DURACIÓN	MOTIVO	
CEL	GUAJUJO												
	UNIDAD 1	28-ene-18 08:00	28-ene-18 15:00	7 horas									Cero voltaje en GUAJ por trabajo de ETESAL
	UNIDAD 1				02-abr-18	17-abr-18	16 días						Cambio de sello de la compuerta de bocanoma.
	CERRON GRANDE												
	UNIDAD 2	25-may-17	29-may-17	5 días						25-may-17	27-may-17	3 días	Sustitución de escaleras verticales de acceso a bocanoma.
LAGEO	UNIDAD 2	05-jun-17	26-jun-17	22 días						05-jun-17	26-jun-17	22 días	Mantenimiento mayor de la unidad.
	UNIDAD 6	01-jul-17	05-jul-17	5 días	28-jun-17	02-jul-17	5 días			28-jun-17	02-jul-17	5 días	Inspección del rodete de turbina.
	UNIDAD 1	23-nov-17	27-nov-17	5 días						23-nov-17	26-nov-17	4 días	Sustitución de sellos a bujes intermedios e inspección de rodete de turbina.
	UNIDAD 2	23-abr-18	27-abr-18	5 días									Inspección rodete turbina.
	5 DE NOVIEMBRE												
	UNIDAD 6	17-may-17	31-may-17	15 días	17-may-17	15-jun-17	30 días			17-may-17	13-jul-17	58 días	Inspección de turbina, generador y equipo auxiliar.
	UNIDAD 7	13-jun-17	27-jun-17	15 días	15-jul-17	29-jul-17	15 días			15-jul-17	19-ago-17	36 días	Inspección de turbina, generador y equipo auxiliar.
	UNIDAD 2	13-may-17	21-may-17	9 días	Suspendido a solicitud de CEL								Limpieza del generador y transformador del sistema de excitación.
	UNIDAD 6	13-nov-17	27-nov-17	15 días	Suspendido a solicitud de CEL								Inspección de turbina, generador y equipo auxiliar.
	UNIDAD 7	04-dic-17	18-dic-17	15 días	Suspendido a solicitud de CEL								Inspección de turbina, generador y equipo auxiliar.
UNIDAD 2	15-ene-18	30-ene-18	16 días					15-ene-18				Mantenimiento mayor.	
UNIDAD 4	01-mar-18	17-mar-18	17 días									Mantenimiento mayor.	
UNIDAD 5	02-abr-18	17-abr-18	16 días	Suspendido a solicitud de CEL								Mantenimiento mayor.	
15 DE SEPTIEMBRE													
UNIDAD 2	06-nov-17	30-jun-18	237 horas	Suspendido a solicitud de CEL								Mantenimiento mayor frecuencia de 10 años, reparación de distribuidor y rodete de turbina.	
UNIDAD 1				05-feb-18	25-feb-18	21 días						Mantenimiento Mayor	
UNIDAD 2				23-abr-18	27-abr-18	5 días						Inspección de rodete de turbina.	
AHUACHAPAN													
UNIDAD 1	06-ago-17	27-ago-17	22 días	09-ago-17	30-ago-17	22 días	09-ago-17 00:44	01-sep-17 16:31				24 días	Mantenimiento mayor.
UNIDAD 2	24-sep-17	15-oct-17	22 días				24-sep-17						Mantenimiento mayor.
UNIDAD 3	01-oct-17 06:00	01-oct-17 13:59	8 horas				01-oct-17 06:05	01-oct-17 12:36				7 horas	Mantenimiento a subestación.
UNIDAD 1	01-oct-17 11:00	01-oct-17 17:59	7 horas				01-oct-17 12:02	01-oct-17 16:52				6 horas	Mantenimiento a subestación.
BERLIN													
UNIDAD 2	20-nov-17	10-dic-17	21 días	21-nov-17	11-dic-17	21 días	21-nov-17	17-dic-17				26 días	Mantenimiento mayor.
UNIDAD 4	20-nov-17	10-dic-17	21 días	21-nov-17	11-dic-17	21 días	21-nov-17	16-dic-17				25 días	Mantenimiento mayor.
UNIDAD 3	02-dic-17 19:00	03-dic-17 20:59	26 horas	02-dic-17 00:00	03-dic-17 23:59	26 horas	02-dic-17 00:17	04-dic-17 17:45				65 horas	Mantenimiento a subestación.
UNIDAD 1	03-dic-17 00:00	03-dic-17 17:59	18 horas	02-dic-17 19:00	03-dic-17 20:59	26 horas	02-dic-17 19:16	04-dic-17 11:16				40 horas	Mantenimiento a subestación.
ACAUTLA													
MOTOR 6	01-may-17	25-may-17	25 días					01-may-17	26-may-17			25 días	Mantenimiento mayor de 96,000 horas.
MOTORES 1 a 8, U1, U2, U4 y U5	04-jun-17 07:00	04-jun-17 16:59	10 horas				04-jun-17 07:00	04-jun-17 17:30				11 horas	Cero voltaje en ACAJ por cambio de conductor a líneas ACAJ - SONS 01 y 02
MOTORES 1 a 9, U1, U2, U4 y U5	11-jun-17 07:00	11-jun-17 16:59	10 horas	30-jul-17 07:00	30-jul-17 16:59	10 horas	30-jul-17 07:12	30-jul-17 16:51				10 horas	Cero voltaje en ACAJ por cambio de conductor a líneas ACAJ - SONS 01 y 02
MOTOR 7	10-jul-17	03-ago-17	25 días				10-jul-17	31-jul-17				22 días	Mantenimiento mayor de 84,000 horas.
UNIDAD 2	31-jul-17	28-oct-17	90 días				31-jul-17	22-oct-17				83 días	Mantenimiento mayor.
MOTOR 9	17-ago-17	20-sep-17	35 días				17-ago-17	06-sep-17				20 días	Mantenimiento mayor de 84,000 horas.
MOTOR 4	05-oct-17	29-oct-17	25 días	Suspendido a solicitud de ORAZUL			05-oct-17	25-oct-17				20 días	Mantenimiento mayor de 96,000 horas.
MOTOR 5	15-nov-17	17-dic-17	35 días										Mantenimiento mayor de 94,000 horas.
MOTORES 1 a 9, U4 y U5	09-dic-17 20:00	10-dic-17 19:59	24 horas				09-dic-17	10-dic-17				22 horas	Mantenimiento de subestación.
UNIDAD 4	20-nov-17	25-dic-17	36 días	Suspendido a solicitud de ORAZUL									Mantenimiento mayor.
UNIDAD 5	12-ene-18	19-feb-18	39 días										Mantenimiento mayor.
SOYAPANGO													
MOTORES 1 A 3	04-jun-17 08:00	04-jun-17 16:00	8 horas				04-jun-17 08:02	04-jun-17 13:55				6 horas	Cero voltaje en SOYA por trabajos de ETESAL
MOTOR 1	02-oct-17	31-oct-17	30 días	Suspendido a solicitud de ORAZUL									Mantenimiento mayor de 30,000 horas.
MOTORES 1 A 3	26-nov-17 08:00	26-nov-17 14:00	6 horas				26-nov-17 08:02	26-nov-17 14:15				6 horas	Cero voltaje en SOYA por mantenimiento a barra de 115 KV
NEJAPA POWER													
MOTOR 23	15-may-17	11-jun-17	28 días	12-jun-17	09-jul-17	28 días	12-jun-17	07-jul-17				26 días	Mantenimiento mayor de motor y generador y caldera recuperadora de gases.
MOTOR 14	12-jun-17	09-jul-17	28 días	10-jul-17	06-ago-17	28 días	10-jul-17 00:00	01-ago-17 18:38				23 días	Mantenimiento intermedio de motor y generador y pintura de chimenea.
MOTOR 15	03-jul-17	30-jul-17	28 días	Suspendido a solicitud de NEPO									Mantenimiento mayor de motor y generador.
MOTOR 5	18-jul-17	26-sep-17	29 días	Suspendido a solicitud de NEPO									Mantenimiento mayor de motor y generador y caldera recuperadora de gases.
MOTOR 17	31-jul-17	27-ago-17	28 días	Suspendido a solicitud de NEPO									Mantenimiento mayor de motor y generador.
MOTOR 6	07-ago-17	03-sep-17	28 días	23-oct-17	19-nov-17	28 días	23-oct-17	17-nov-17				26 días	Mantenimiento mayor de motor y generador y caldera recuperadora de gases.
MOTOR 3	28-ago-17	24-sep-17	28 días	Suspendido a solicitud de NEPO									Mantenimiento mayor de motor y generador.
MOTOR 11	04-sep-17	01-oct-17	28 días	Suspendido a solicitud de NEPO									Mantenimiento intermedio de motor y generador y caldera recuperadora de gases.
MOTORES 1 A 17	04-sep-17	10-sep-17	7 días				04-sep-17 00:00	08-sep-17 14:36				5 días	Puesta en marcha scada fase 1.
MOTORES 1 A 17	11-sep-17	17-sep-17	7 días				11-sep-17 00:00	17-sep-17 23:59				7 días	Mantenimiento de subestación fase 1.
MOTORES 18 A 27	18-sep-17	24-sep-17	7 días				18-sep-17 00:00	24-sep-17 23:59				7 días	Puesta en marcha scada fase 2.
MOTOR 16	25-sep-17	22-oct-17	28 días	Suspendido a solicitud de NEPO									Mantenimiento mayor de motor y generador.
MOTOR 20	02-oct-17	29-oct-17	28 días	Suspendido a solicitud de NEPO									Mantenimiento intermedio de motor y generador.
MOTOR 13	23-oct-17	19-nov-17	28 días	Suspendido a solicitud de NEPO									Mantenimiento mayor de motor y generador.
MOTORES 18 A 27	11-dic-17	25-feb-18	77 días				11-dic-17						Mantenimiento de subestación fase 2 y reparación de láminas de techo y segundo anillo de tanque asentamiento de fase 2.
MOTORES 1 A 27	21-ene-18 08:00	21-ene-18 10:59	3 horas										Mantenimiento a seccionadores de línea NEJA-NEPO en extremo NEJA
TALNIQUE													
MOTOR 8				07-jun-17	27-jun-17	21 días	07-jun-17	29-jun-17				23 días	Mantenimiento mayor correspondiente a 48,000 horas de operación.
MOTOR 6	13-may-17	02-jun-17	21 días	19-ago-17	09-sep-17	21 días	19-ago-17	05-sep-17				17 días	Mantenimiento mayor correspondiente a 48,000 horas de operación.
MOTOR 7	08-jul-17	28-jul-17	21 días	Suspendido a solicitud de INE									Mantenimiento mayor correspondiente a 48,000 horas de operación.
MOTOR 1	02-sep-17	22-sep-17	21 días	14-nov-17	04-dic-17	21 días	14-nov-17	04-dic-17				21 días	Mantenimiento mayor correspondiente a 48,000 horas de operación.
MOTOR 3	14-oct-17	03-nov-17	21 días	06-ene-18	26-ene-18	21 días	06-ene-18						Mantenimiento mayor correspondiente a 72,000 horas de operación.
MOTOR 2	20-ene-18	09-feb-18	21 días	31-mar-18	20-abr-18	21 días							Mantenimiento mayor correspondiente a 72,000 horas de operación.
MOTORES 1 A 3	21-ene-18	21-ene-18	9 horas										Mantenimiento anual a transformador principal elevador 1.
MOTORES 4 A 9	28-ene-18	28-ene-18	9 horas										Mantenimiento anual a transformador principal elevador 2.
MOTORES 1 A 9	21-oct-17 09:00	21-oct-17 17:00	8 horas	Suspendido a solicitud de INE									Cero voltaje en TALN por indisponibilidad de líneas ATEO-TALN (cambio de conductor) y SANT-TALN (por cercanía a línea ATEO-TALN).
MOTORES 1 A 9	28-oct-17 06:00	29-oct-17 18:00	36 horas	Suspendido a solicitud de INE									Cero voltaje en TALN por indisponibilidad de líneas ATEO-TALN (cambio de conductor) y SANT-TALN (puesta en servicio sub. El Volcán).
MOTOR 9	31-mar-18	20-abr-18	21 días	Suspendido a solicitud de INE									Mantenimiento mayor correspondiente a 60,000 horas de operación.
TERMOFUERTO													
MOTOR 2	27-may-17	02-jun-17	7 días				27-may-17	04-jun-17				8 días	Mantenimiento de 30,000 horas del motor y generador.
MOTORES 1 A 4	04-jun-17 07:00	04-jun-17 17:00	10 horas				04-jun-17 07:00	04-jun-17 17:38				11 horas	Cero voltaje en ACAJ por cambio de conductor a líneas ACAJ - SONS 01 y 02
MOTORES 1 A 4	11-jun-17 07:00	11-jun-17 17:00	10 horas	30-jul-17 07:00	30-jul-17 17:00	10 horas	30-jul-17 07:08	30-jul-17 16:54				10 horas	Cero voltaje en ACAJ por cambio de conductor a líneas ACAJ - SONS 01 y 02
MOTOR 1	22-jul-17	28-jul-17	7 días				22-jul-17	12-ago-17				22 días	Mantenimiento de 30,000 horas del motor y generador.
MOTOR 4	30-sep-17	08-oct-17	7 días	02-ene-18	08-ene-18	7 días	02-ene-18	10-ene-18				8 días	Mantenimiento de 30,000 horas del motor y generador.
MOTOR 3	11-nov-17	17-nov-17	7 días	24-feb-18	02-mar-18	7 días							Mantenimiento de 30,000 horas del motor y generador.
MOTORES 1 A 4	10-dic-17 00:00	10-dic-17 23:59	24 horas				10-dic-17 00:02	10-dic-17 21:59				22 horas	Cero voltaje en ACAJ por trabajos de ETESAL
TEXTUFIL													
MOTOR 7	03-jun-17	17-jun-17	15 días	Suspendido a solicitud de TEXTUFIL									Mantenimiento mayor (7,500 horas).
MOTOR 6	24-jun-17	08-jul-17	15 días	Suspendido a solicitud de TEXTUFIL									Mantenimiento mayor (7,500 horas).
MOTOR 5	16-jul-17	28-jul-17	13 días	Suspendido a solicitud de TEXTUFIL									Mantenimiento mayor (15,500 horas).
MOTOR 1	08-ago-17	20-ago-17	13 días	Suspendido a solicitud de TEXTUFIL									Mantenimiento mayor (7,500 horas).
MOTOR 2	18-sep-17	30-sep-17	13 días	Suspendido a solicitud de TEXTUFIL									Mantenimiento mayor (7,500 horas).
MOTOR 4	02-oct-17	16-oct-17	15 días	Suspendido a solicitud de TEXTUFIL									Mantenimiento mayor (15,500 horas).
MOTOR 3	23-oct-17	06-nov-17	15 días	Suspendido a solicitud de TEXTUFIL									Mantenimiento mayor (45,000 horas).
GECSA													
MOTORES 1 A 3	21-may-17 08:00	21-may-17 17:59	10 horas				21-may-17 08:00	21-may-17 18:22				10 horas	Mantenimiento en subestación.
MOTOR 1	05-jun-17	18-jun-17	13 días	18-sep-17	22-sep-17	4 días	18-sep-17	22-sep-17				4 días	Mantenimiento de 12,000 hrs y de generador.
MOTOR 2	26-jun-17	09-jul-17	13 días	11-sep-17	15-sep-17	4 días	11-sep-17	15-sep-17				4 días	Mantenimiento de generador.
MOTOR 3	17-jul-17	06-ago-17	20 días				17-jul-17	05-ago-17				19 días	Mantenimiento de generador.
BOREALS													
M													

XV- Demanda máxima coincidental por recurso

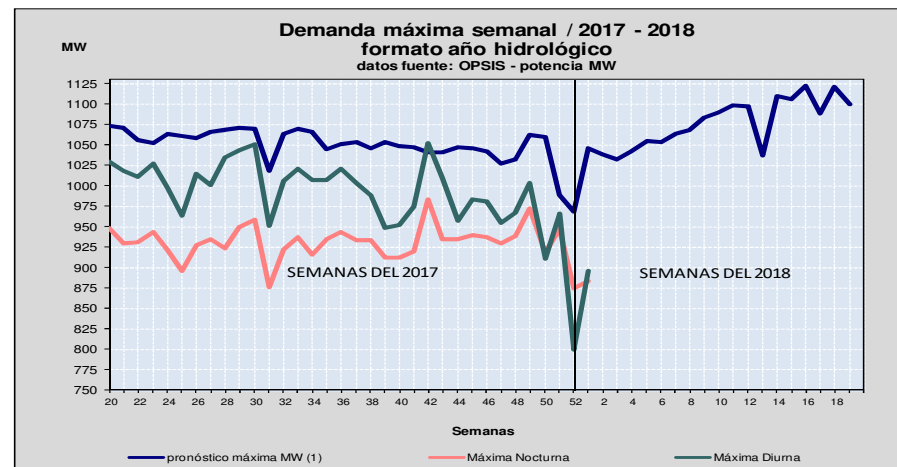
Cuadro No. 22

Demanda máxima coincidental por recurso

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
DIA DEL MES	5	28	7	6	8	5	25	17	7	17	7	6
	15:00:00	14:30:00	14:30:00	11:30:00	14:30:00	14:30:00	14:30:00	14:30:00	14:30:00	14:30:00	14:30:00	15:00:00
RECURSO	Jueves	Jueves	Jueves	Jueves	Lunes	Lunes	Martes	Jueves	Jueves	Martes	Martes	Martes
15 DE SEPTIEMBRE	51	53	76	91	90	88	134	153	181	181	84	90
5 DE NOVIEMBRE	1	33	35	85	87	107	64	99	113	98	77	32
ACAJUTLA	119	126	134	136	92	122	113	106	81	77	171	113
AHUACHAPAN	75	78	77	77	76	75	76	58	76	66	75	75
ANTARES	0	0	0	0	36	28	45	49	21	30	10	16
BERLIN	76	103	103	94	94	97	99	96	98	95	93	69
BOREALIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASSA	26	20	22	23	0	0	0	0	0	0	0	23
CERRON GRANDE	0	67	81	77	136	68	148	143	154	158	155	84
GECSA	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11
GUAJOYO	0	0	0	0	0	0	14	12	19	18	20	14
HILCASA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HOLCIM	0	7	7	7	7	7	0	0	0	0	0	7
INGENIO CHAPARRASTIQUE	35	36	36	36	56	0	0	0	0	0	0	33
INGENIO EL ANGEL	44	53	17	0	0	0	0	0	0	0	0	37
INGENIO LA CABAÑA	18	18	16	16	0	0	0	0	0	0	0	16
NEJAPA POWER	42	0	0	0	0	66	0	0	10	0	0	0
SOYAPANGO	0	0	0	15	15	15	0	0	0	0	0	0
TALNIQUE	92	78	79	79	68	87	46	33	2	46	48	58
TERMOPUERTO	69	69	71	52	69	71	52	60	53	70	0	69
TEXTUFIL	38	0	14	0	15	0	0	0	0	0	0	0
IMPORTACION NETA (*)	274	278	291	293	197	196	260	211	215	213	251	257
EXPORTACION NETA (*)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEMANDA NACIONAL	971	1,017	1,058	1,081	1,037	1,028	1,051	1,021	1,021	1,052	984	1,003

(*) Nota: El número positivo corresponde a importación, y un número negativo a exportación.

Gráfico No. 12



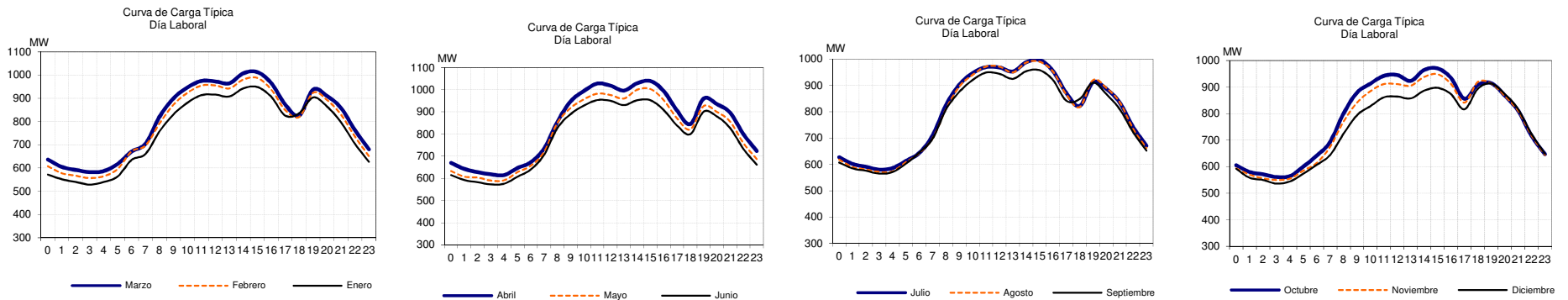
XVI- Curvas típicas de carga

Día Laboral

Cuadro No. 23
Curvas típicas de carga (MW)

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0	572	608	637	670	633	615	627	618	607	605	593	592
1	552	578	605	643	608	592	602	590	585	580	570	558
2	540	567	592	628	604	583	591	581	576	571	556	550
3	529	557	583	619	590	573	580	571	565	561	550	536
4	540	565	587	615	592	576	586	574	571	564	555	544
5	564	596	618	647	628	608	613	609	603	600	585	573
6	635	672	671	673	657	640	644	643	645	641	614	607
7	661	697	705	735	720	706	710	699	698	693	675	644
8	758	792	821	855	850	827	826	811	809	801	770	724
9	831	873	900	948	918	890	903	896	876	879	841	794
10	881	924	947	994	957	929	947	940	921	913	884	828
11	914	955	975	1028	982	953	969	972	949	942	911	861
12	916	956	973	1018	976	950	968	971	944	945	911	864
13	908	943	965	996	960	930	953	949	925	923	905	857
14	943	981	1008	1029	1000	953	988	987	954	964	938	886
15	949	988	1013	1039	1003	953	997	990	958	970	948	897
16	907	938	966	994	953	909	955	953	921	934	912	873
17	826	850	874	906	871	839	872	866	842	856	841	816
18	836	820	826	845	821	800	821	818	848	908	919	893
19	904	924	938	960	926	901	912	920	910	914	913	913
20	865	893	910	935	900	880	886	890	867	869	867	874
21	797	830	859	896	856	827	835	836	810	811	810	817
22	704	735	763	799	759	733	742	736	723	716	718	723
23	627	651	681	723	687	662	671	663	652	647	644	648

Gráfico No. 13



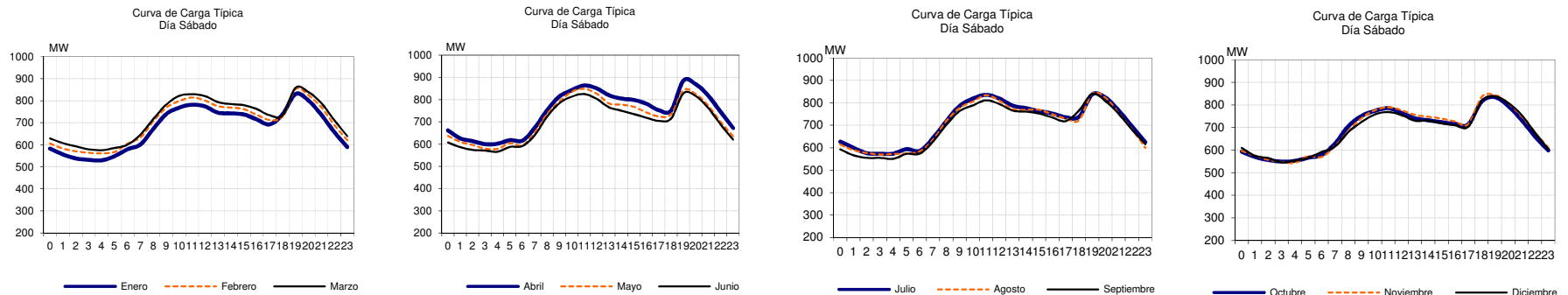
XVI- Curvas típicas de carga

Día Sábado

Cuadro No. 24
Curvas típicas de carga (MW)

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0	583	606	629	662	637	608	628	614	593	594	597	610
1	557	583	608	626	610	586	600	590	567	570	575	575
2	538	571	593	614	596	574	576	577	555	557	558	565
3	532	564	580	600	580	571	573	570	555	550	548	546
4	530	562	576	602	579	566	574	572	551	553	545	554
5	549	568	586	618	604	588	594	575	573	567	574	567
6	580	606	601	616	595	591	586	584	574	579	570	592
7	602	634	647	673	653	640	644	636	628	629	619	616
8	673	707	718	753	736	724	719	720	702	706	685	680
9	740	769	783	815	792	784	787	778	764	752	742	725
10	769	799	822	843	836	814	820	806	789	774	777	758
11	782	815	830	864	849	825	836	835	812	786	790	769
12	774	801	821	851	827	804	819	810	795	765	777	755
13	746	775	794	820	783	766	788	773	766	740	756	730
14	743	769	785	805	778	751	777	769	761	732	748	731
15	738	762	780	799	768	735	764	770	753	724	740	719
16	715	736	762	782	743	719	753	749	735	716	727	710
17	693	713	734	753	725	705	736	730	719	714	715	704
18	739	728	734	751	734	715	739	723	767	815	835	817
19	831	853	859	886	843	829	838	841	840	835	844	838
20	801	825	839	869	825	816	823	823	808	795	808	809
21	736	770	789	818	773	763	766	754	751	734	750	756
22	658	690	712	745	700	689	695	683	680	661	678	678
23	590	621	640	673	636	620	626	600	616	599	612	605

Gráfico No. 14





XVI- Curvas típicas de carga

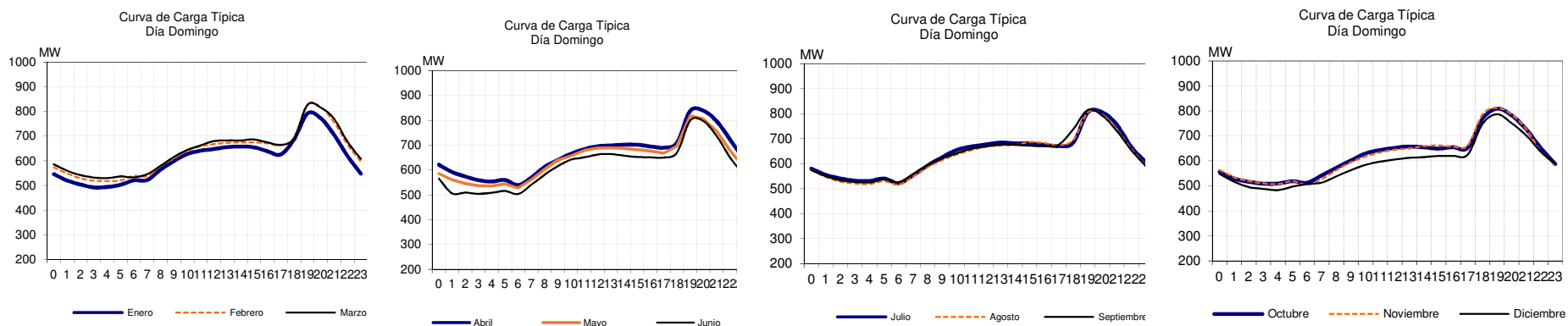
Día Domingo

Cuadro No. 25

Curvas típicas de carga (MW)

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0	546	573	586	622	586	566	581	575	574	556	564	548
1	520	549	560	592	561	506	556	547	550	529	535	517
2	504	529	542	574	545	509	541	528	534	516	519	495
3	492	520	532	559	537	504	532	521	527	509	510	488
4	494	518	530	554	536	509	531	519	525	509	507	483
5	503	521	537	560	544	516	541	530	537	519	519	497
6	521	539	533	540	528	504	522	517	526	513	505	507
7	522	538	546	570	562	541	554	548	559	542	527	513
8	565	579	580	613	603	581	593	586	594	573	563	538
9	599	610	616	641	640	616	626	615	621	602	595	563
10	628	641	644	666	658	642	655	637	642	630	617	584
11	641	659	663	684	680	651	669	654	659	643	634	597
12	648	668	680	696	688	663	677	667	669	652	645	606
13	656	673	683	699	689	665	685	673	676	658	650	612
14	658	675	683	702	687	658	682	675	675	654	659	615
15	655	675	687	702	682	653	681	687	672	649	662	620
16	639	671	675	695	676	651	675	682	670	655	657	620
17	626	663	665	690	668	650	670	675	676	652	662	625
18	688	694	691	710	696	670	684	696	738	768	785	747
19	792	827	827	838	819	799	805	805	815	809	812	787
20	773	818	816	839	806	797	805	796	792	782	786	751
21	705	756	770	797	757	737	755	736	731	727	728	702
22	620	667	678	724	680	652	666	658	653	651	638	637
23	548	597	608	648	614	584	604	592	589	587	584	587

Gráfico No. 15





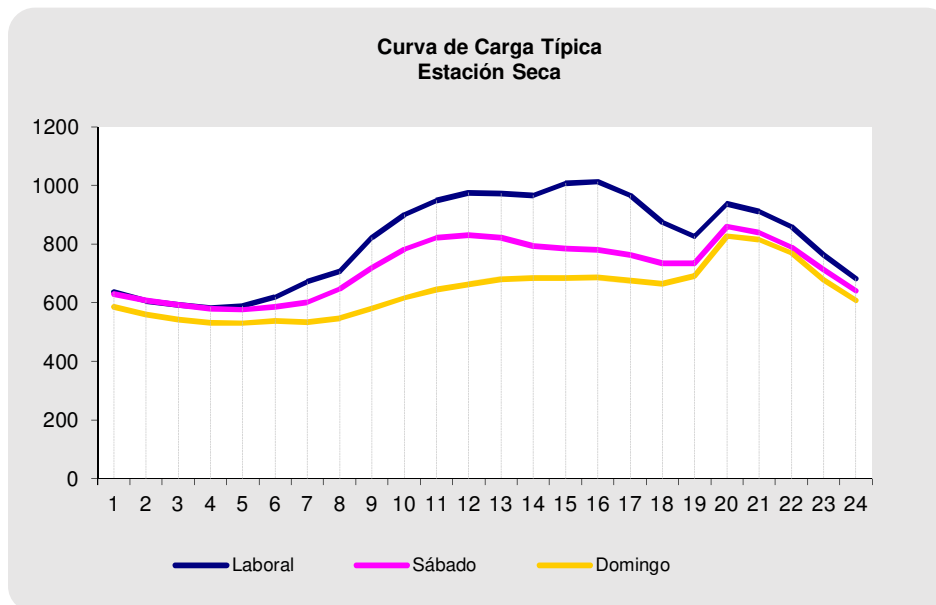
XVI- Curvas típicas de carga estación seca

Cuadro No. 26

Hora	Laboral	Sábado	Domingo
1	637	629	586
2	605	608	560
3	592	593	542
4	583	580	532
5	587	576	530
6	618	586	537
7	671	601	533
8	705	647	546
9	821	718	580
10	900	783	616
11	947	822	644
12	975	830	663
13	973	821	680
14	965	794	683
15	1008	785	683
16	1013	780	687
17	966	762	675
18	874	734	665
19	826	734	691
20	938	859	827
21	910	839	816
22	859	789	770
23	763	712	678
24	681	640	608

Nota: corresponde al mes de Marzo 2017

Gráfico No. 16





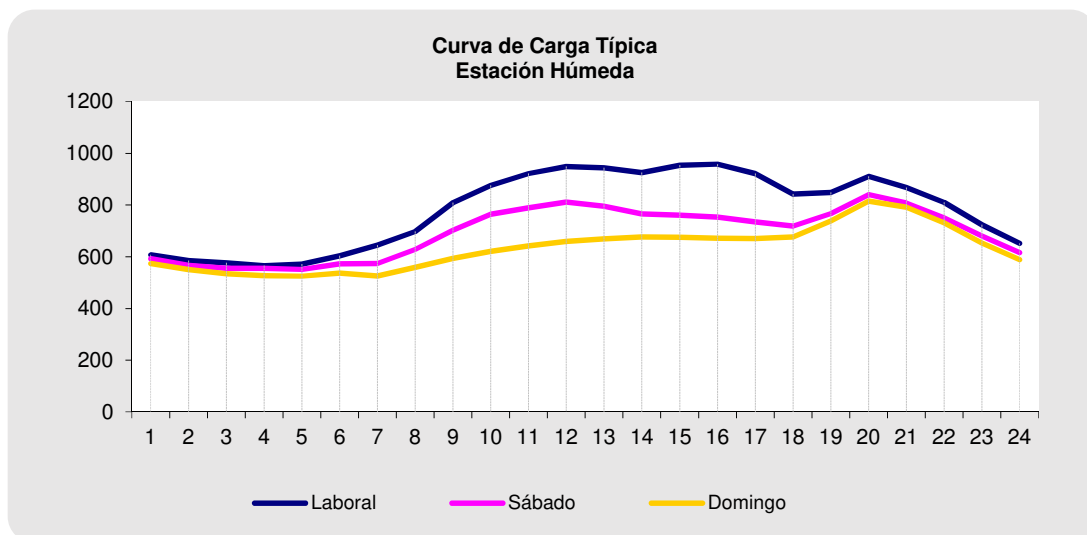
XVI- Curvas típicas de carga estación húmeda

Cuadro No. 27

Hora	Laboral	Sábado	Domingo
1	607	593	574
2	585	567	550
3	576	555	534
4	565	555	527
5	571	551	525
6	603	573	537
7	645	574	526
8	698	628	559
9	809	702	594
10	876	764	621
11	921	789	642
12	949	812	659
13	944	795	669
14	925	766	676
15	954	761	675
16	958	753	672
17	921	735	670
18	842	719	676
19	848	767	738
20	910	840	815
21	867	808	792
22	810	751	731
23	723	680	653
24	652	616	589

Nota: corresponde al período Septiembre-2017

Gráfico No. 17





XVII - Déficit de Reserva de Potencia

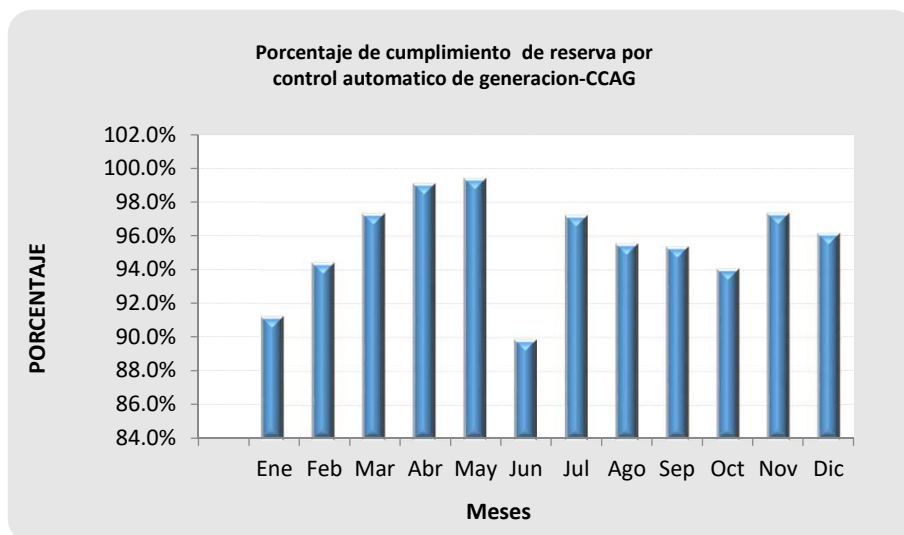
Cuadro No. 28

Cumplimiento de reserva por control automático de generación-CCAG por mes

Mes	% de cumplimiento
Ene	91.17%
Feb	94.34%
Mar	97.24%
Abr	99.03%
May	99.33%
Jun	89.79%
Jul	97.15%
Ago	95.45%
Sep	95.28%
Oct	93.97%
Nov	97.29%
Dic	96.08%
PROMEDIO	95.51%
Límite del indicador:	90%

NOTA: A partir de enero 2015 se deja de publicar la estadística "Total de horas con déficit de reserva" Promedio de reserva y Margen de Reserva mínima alcanzada. Esta información se sustituye por el que se detalla en este cuadro, el cual paso a ser parte de los indicadores de calidad de la UT en 2015.

Gráfico No. 18





XVIII- Cargos del Sistema

Cuadro No. 29

Meses	SIGET	UT	CUST	MR	FLEMG	PTRANSMIS
Enero	\$288,934.14	\$346,890.11	\$3,421,792.94	-\$25,825.19	\$0.00	\$778,001.18
Febrero	\$275,912.24	\$330,633.05	\$3,267,576.93	\$4,044.47	\$0.00	\$769,063.11
Marzo	\$315,337.38	\$377,294.83	\$3,734,481.55	\$6,232.38	\$0.00	\$925,311.10
Abril	\$302,741.56	\$362,123.07	\$3,585,311.61	\$374,368.67	\$0.00	\$874,691.68
Mayo	\$321,821.55	\$385,347.62	\$3,811,272.35	\$1,111,844.23	\$0.00	\$902,373.27
Junio	\$293,798.61	\$351,179.03	\$3,479,401.95	\$44,728.61	\$0.00	\$789,461.64
Julio	\$307,602.82	\$367,366.21	\$3,642,882.65	-\$5,631.23	\$0.00	\$823,099.28
Agosto	\$302,745.41	\$362,363.95	\$3,585,357.17	\$23,918.01	\$0.00	\$757,588.17
Septiembre	\$304,947.60	\$365,215.41	\$3,611,437.27	-\$426.01	\$0.00	\$655,557.54
Octubre	\$308,458.66	\$369,318.73	\$3,653,018.15	\$3,734.79	\$0.00	\$711,466.84
Noviembre	\$291,632.39	\$349,854.93	\$4,088,866.87	\$4,955.96	\$0.00	\$790,921.43
Diciembre	\$295,811.88	\$349,186.29	\$4,073,404.06	\$12,233.99	\$0.00	\$697,967.87
TOTAL	\$3,609,744.24	\$4,316,773.24	\$43,954,803.50	\$1,554,178.66	\$0.00	\$9,475,503.13

^{1/} Valores sin IVA

Cuadro No. 29-A

Meses	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	TOTAL
Enero	\$15,795.65	\$4,571.42	\$229,735.50	\$0.00	\$698,124.27	\$5,758,020.02
Febrero	\$18,042.31	\$4,571.42	\$174,186.47	\$0.00	\$668,583.85	\$5,512,613.85
Marzo	\$26,429.78	\$4,571.42	\$147,567.00	\$0.00	\$672,582.50	\$6,209,807.94
Abril	\$23,259.82	\$4,571.42	\$88,195.51	\$0.00	\$677,586.13	\$6,292,849.48
Mayo	\$21,759.91	\$4,571.42	\$59,611.85	\$0.00	\$733,150.33	\$7,351,752.53
Junio	\$24,218.09	\$4,571.42	\$76,389.05	\$0.00	\$929,219.68	\$5,992,968.08
Julio	\$29,625.07	\$4,571.42	\$70,802.56	\$0.00	\$1,281,320.44	\$6,521,639.23
Agosto	\$28,703.72	\$4,571.42	\$51,349.09	\$0.00	\$653,037.44	\$5,769,634.37
Septiembre	\$26,844.52	\$4,571.42	\$31,357.62	\$0.00	\$681,551.03	\$5,681,056.40
Octubre	\$26,797.82	\$4,571.42	\$61,788.19	\$0.00	\$745,566.13	\$5,884,720.72
Noviembre	\$25,000.46	\$4,571.42	\$114,323.04	\$0.00	\$680,256.90	\$6,350,383.39
Diciembre	\$20,402.95	\$4,571.42	\$257,761.97	\$0.00	\$698,979.93	\$6,410,320.35
TOTAL	\$286,880.10	\$54,857.04	\$1,363,067.84	\$0.00	\$9,119,958.63	\$73,735,766.38

^{1/} Valores calculados según el ROBCP.



XIX -Monto de Servicios Auxiliares

Cuadro No. 30

Meses	Reserva Primaria	Control Automático de Generación CAG
Enero	\$0.00	\$395,570.67
Febrero	\$0.00	\$347,987.73
Marzo	\$3,134.34	\$394,210.93
Abril	\$16,982.31	\$383,710.03
Mayo	\$14,915.42	\$465,849.91
Junio	\$10,835.22	\$389,548.02
Julio	\$14,165.22	\$537,403.70
Agosto	\$14,588.00	\$533,048.74
Septiembre	\$19,455.27	\$1,207,573.52
Octubre	\$12,844.11	\$749,753.42
Noviembre	\$17,765.42	\$399,887.22
Diciembre	\$22,745.37	\$415,657.78
TOTAL	\$147,430.67	\$6,220,201.67

XX -Costo de Racionamiento^{1/}

Semana ROBCP	Costo de Racionamiento	Semana ROBCP	Costo de Racionamiento
1	\$219.49	27	\$224.44
2	\$219.49	28	\$224.44
3	\$219.49	29	\$224.44
4	\$219.49	30	\$224.44
5	\$219.49	31	\$224.44
6	\$221.29	32	\$224.44
7	\$221.29	33	\$224.44
8	\$221.29	34	\$224.44
9	\$221.29	35	\$224.44
10	\$221.15	36	\$224.28
11	\$221.15	37	\$224.28
12	\$221.15	38	\$231.40
13	\$221.15	39	\$231.40
14	\$224.16	40	\$231.47
15	\$224.16	41	\$231.47
16	\$224.16	42	\$231.47
17	\$224.16	43	\$231.47
18	\$224.69	44	\$231.47
19	\$224.69	45	\$231.57
20	\$224.69	46	\$231.57
21	\$224.69	47	\$241.57
22	\$224.69	48	\$241.57
23	\$224.43	49	\$242.99
24	\$224.43	50	\$242.99
25	\$224.43	51	\$242.99
26	\$224.43	52	\$242.99

^{1/} Disposición transitoria aprobada en Acuerdo 421-E-2011. Vigente hasta que SIGET apruebe un nuevo valor

Unidad de Transacciones, S.A.

Km 12 ½ carretera al Puerto de La Libertad, Nuevo Cuscatlán, Departamento de La Libertad, El Salvador, Centroamérica
Tel. 2521-7300
Fax. 2521-7301

Correo: conciliacion@ut.com.sv www.ut.com.sv

