

Boletín Estadístico



2015

Gerencia de Conciliación de Transacciones

Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad

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
V- Demanda de energía en el Mercado de Contratos	5-6
VI- Demanda de energía en el Mercado Regulador del Sistema	7
VII- Demanda total de energía en el Mercado Mayorista	8
VIII- Evolución de los precios en el MRS	9
IX- Comercializadores	10-11
X- Energía no servida y Pérdidas de transmisión	12
XI- Retiro de energía por nodo en la red de transmisión	13-16
XII- Interrupciones de servicio	17-18
XIII- Límites de voltaje	19
XIV- Programa de mantenimientos mayores	20-21
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
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	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Enero	3.5	3.3	5.7	8.6	2.9	4.1	-0.1	3.1	1.9	2.4	1.6	1.4
Febrero	3.5	3.1	6.3	8.2	3.4	3.3	0.3	2.9	2.1	1.8	1.8	1.3
Marzo	3.0	3.0	7.0	7.5	3.2	3.8	0.2	2.6	2.1	1.4	2.6	0.9
Abril	2.7	3.9	6.4	7.4	3.8	2.7	1.0	2.0	2.1	2.5	1.5	1.4
Mayo	2.4	4.2	6.9	6.7	3.8	2.0	1.9	1.8	1.7	2.8	1.3	1.7
Junio	2.5	4.4	7.0	6.4	3.8	1.7	2.1	2.0	1.5	2.8	1.4	2.0
Julio	2.4	4.9	7.2	5.9	3.7	1.3	2.2	2.1	1.5	2.8	1.7	1.7
Agosto	2.9	4.9	7.5	5.2	4.0	0.9	2.5	2.2	1.5	2.7	1.7	2.1
Septiembre	2.9	5.2	7.7	4.7	4.3	0.4	2.7	2.2	1.6	2.5	1.7	2.5
Octubre	2.9	5.1	8.8	3.6	4.4	0.4	2.6	1.7	2.5	1.9	1.5	3.0
Noviembre	2.8	5.1	9.1	3.3	4.0	0.5	2.8	1.6	2.5	2.0	1.2	3.5
Diciembre	3.3	5.1	9.2	3.0	4.1	0.4	2.5	2.1	2.2	2.0	1.1	4.0

Gráfico No. 1

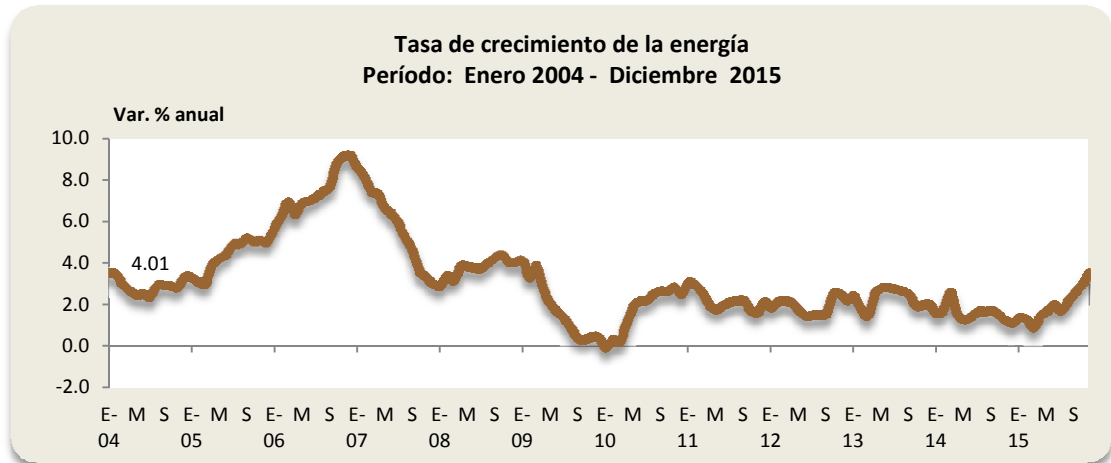
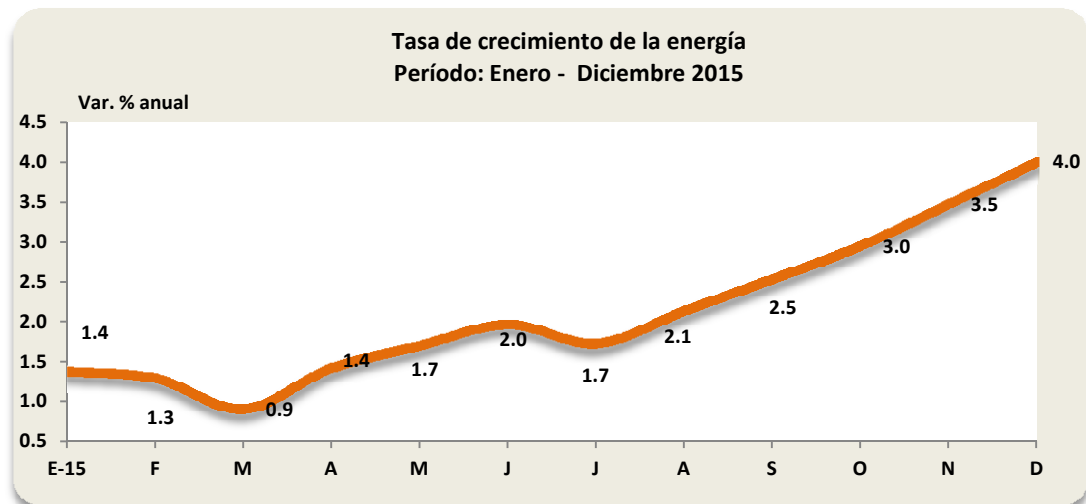


Gráfico No. 2





II- Inyección por planta (GWh)

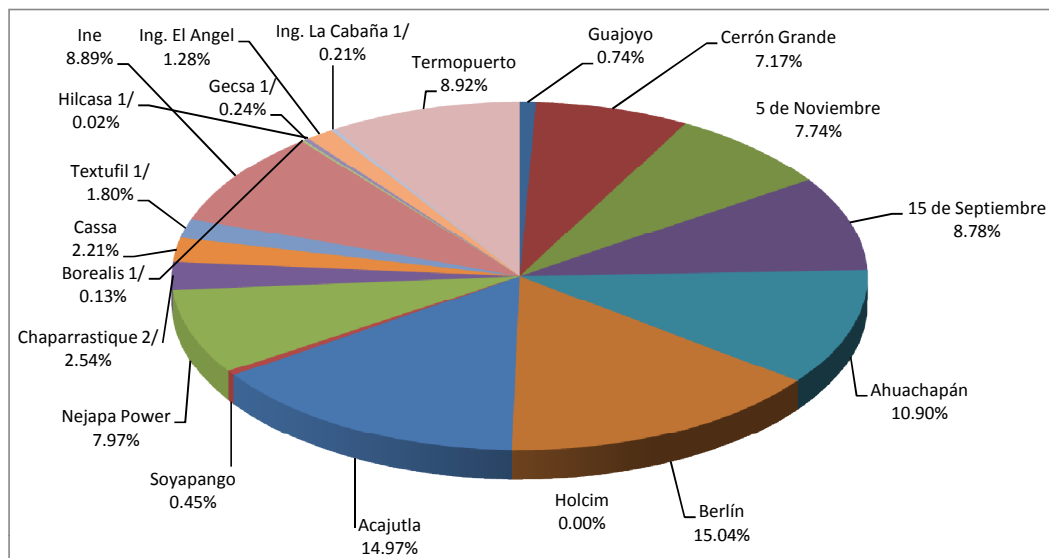
Cuadro No. 2

Generadores	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Hidroeléctrica	109.6	106.5	114.7	113.1	101.4	97.3	57.9	43.9	87.2	186.7	200.3	130.4	1,348.9
Guajoyo	6.9	6.2	7.7	4.8	3.8	1.2	0.7	0.4	0.1	0.2	2.2	6.8	41.0
Cerrón Grande	39.0	38.5	40.2	39.6	32.2	18.4	16.9	11.5	0.3	50.4	65.3	43.2	395.7
5 de Noviembre	37.5	37.4	41.5	42.2	38.4	32.5	22.3	17.1	22.6	34.9	55.3	45.5	427.3
15 de Septiembre	26.3	24.3	25.3	26.4	27.0	45.2	17.9	14.9	64.1	101.1	77.4	34.9	484.8
Geotérmicas	127.0	113.8	125.9	116.9	116.8	112.8	125.4	123.1	114.4	111.3	120.7	124.3	1,432.4
Ahuachapán	54.9	49.6	54.3	46.6	43.9	42.5	51.6	47.6	47.6	55.3	52.9	55.0	601.8
Berlín	72.1	64.2	71.6	70.3	72.8	70.3	73.9	75.5	66.8	56.0	67.8	69.2	830.6
Térmicas	171.1	174.3	272.5	291.7	294.4	249.7	281.2	285.9	235.6	172.7	142.5	169.8	2,741.3
Acajutla	33.3	25.3	64.0	78.4	88.2	79.2	88.8	90.0	82.1	66.7	63.7	66.7	826.5
Soyapango	0.1	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	8.3	9.1	4.1	1.7	0.4	1.1	25.0
Nejapa Power	0.0	28.8	64.3	55.0	47.7	41.9	57.9	58.4	46.4	27.1	9.2	3.7	440.3
Chaparrastique ^{2/}	8.0	22.2	24.1	23.5	35.2	16.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	11.0	140.4
Holcim	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
Cassa	19.4	18.0	18.1	18.6	16.1	11.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.85	19.5	122.3
Textufil ^{1/}	2.3	1.6	0.9	7.2	11.6	10.9	19.1	21.4	14.1	6.9	3.5	0.0	99.7
Ine	43.9	22.5	39.0	56.3	47.9	44.1	54.7	57.6	42.3	34.9	27.6	20.0	490.9
Borealis ^{1/}	0.7	0.1	0.0	0.2	0.2	1.0	2.7	1.9	0.5	0.0	0.0	0.0	7.3
Gecsa ^{1/}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.9	3.9	5.4	1.9	0.3	0.0	0.1	13.1
Hilcasa ^{1/}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	0.2	0.0	0.0	0.0	0.9
Ing. El Angel	17.2	16.3	18.3	10.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.4	70.5
Ing. La Cabaña ^{1/}	2.7	2.3	1.9	2.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	11.8
Termopuerto	43.5	37.3	41.8	40.3	45.6	43.7	45.6	41.4	44.0	35.0	37.0	37.6	492.8
Total	407.7	394.6	513.1	521.7	512.6	459.8	464.4	452.8	437.2	470.7	463.5	424.5	5,522.6

^{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	109.6	106.5	114.7	113.1	101.4	97.3	57.9	43.9	87.2	186.7	200.3	130.4	1,348.9
Geotérmico	127.0	113.8	125.9	116.9	116.8	112.8	125.4	123.1	114.4	111.3	120.7	124.3	1,432.4
Térmico	171.1	174.3	272.5	291.7	294.4	249.7	281.2	285.9	235.6	172.7	142.5	169.8	2,741.3
Importaciones	104.4	85.4	45.9	35.7	55.5	77.2	103.2	98.9	91.8	88.8	71.9	104.7	963.4
Total	512.2	480.0	559.0	557.4	568.0	537.0	567.6	551.7	528.9	559.5	535.4	529.2	6,486.0

Cuadro No. 4

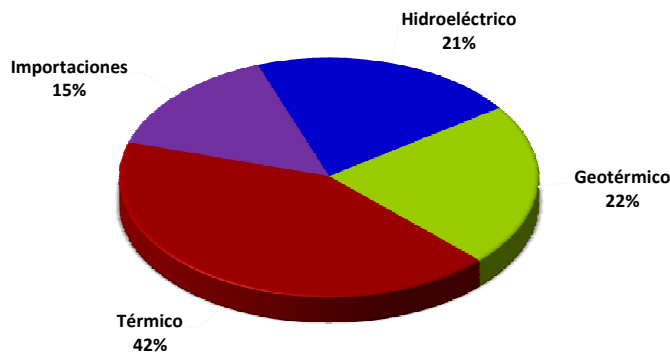
Inyección nacional por Participante de Mercado (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Cel	109.6	106.5	114.7	113.1	101.4	97.3	57.9	43.9	87.2	186.7	200.3	130.4	1,348.9
Nejapa Power	0.0	28.8	64.3	55.0	47.7	41.9	57.9	58.4	46.4	27.1	9.2	3.7	440.3
Duke Energy	33.3	25.3	64.0	78.4	88.3	79.2	97.1	99.2	86.2	68.5	64.1	67.8	851.5
LaGeo	127.0	113.8	125.9	116.9	116.8	112.8	125.4	123.1	114.4	111.3	120.7	124.3	1,432.4
Holcim	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
Cassa	19.4	18.0	18.1	18.6	16.1	11.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	19.5	122.3
Textufil	2.3	1.6	0.9	7.2	11.6	10.9	19.1	21.4	14.1	6.9	3.5	0.0	99.7
Ine, S.A.	43.9	22.5	39.0	56.3	47.9	44.1	54.7	57.6	42.3	34.9	27.6	20.0	490.9
Chaparrastique	8.0	22.2	24.1	23.5	35.2	16.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	11.0	140.4
Borealis ^{1/}	0.7	0.1	0.0	0.2	0.2	1.0	2.7	1.9	0.5	0.0	0.0	0.0	7.3
Gecsa ^{1/}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.9	3.9	5.4	1.9	0.3	0.0	0.1	13.1
Hilcasa energy ^{1/}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	0.2	0.0	0.0	0.0	0.9
Ing. El Angel	17.2	16.3	18.3	10.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.4	70.5
Ing. La Cabaña ^{1/}	2.7	2.3	1.9	2.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	11.8
Edesal ^{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
Termopuerto	43.5	37.3	41.8	40.3	45.6	43.7	45.6	41.4	44.0	35.0	37.0	37.6	492.8
Total	407.7	394.6	513.1	521.7	512.6	459.8	464.4	452.8	437.2	470.7	463.5	424.5	5,522.6

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

Gráfico No. 4

Inyección por Recurso (GWh)





IV- Transacciones Internacionales

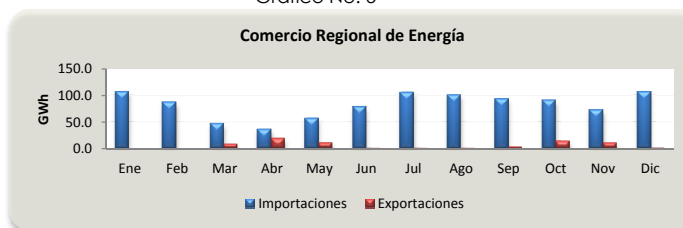
Cuadro No. 5
Importaciones (GWh)

Participante de mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ALAS DORADAS	4.0	3.6	2.6	1.2	1.7	1.3	2.4	3.4	3.1	3.4	3.3	3.4	33.3
BOREALIS	2.2	4.8	0.5	0.1	3.3	4.2	4.0	6.3	2.3			1.9	29.6
CEL COM						0.0	0.7			0.1			0.8
CENER	0.0										0.2	0.1	0.3
COMERCIA	2.1	1.7	0.3	0.5	0.7	1.1	1.2	1.3	0.9	1.7	2.2	4.0	17.8
DEL ESTE	0.9	0.5	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1			0.6	1.0	1.7	5.2
DELSUR	3.5	2.8	0.1	0.1	0.5	1.6	4.5	2.1	1.3	1.3	2.0	1.3	21.2
DUKE (COM)	16.0	7.3	6.8	1.7	0.0	3.2	0.5	6.3		0.6			44.5
EDECSA	4.2	4.5	1.1	1.9	4.4	8.9	8.8	6.9	6.6	5.8	5.1	7.0	65.1
CENERGICA	7.3	4.0	0.1	0.0	1.2	2.7	6.6	8.5	6.6	4.9	10.7	9.6	62.2
ELECTRONOVA	2.6	2.7	0.3	0.1	0.1	3.1	2.9	0.5	1.1	1.8	4.1	5.2	24.7
ENERSICA	3.4	4.7		7.1	1.9	1.1	5.1	1.8	5.7	2.6	3.4	4.5	41.3
EXCELERGY	3.0	2.5	1.2	6.4	9.3	12.7	14.8	11.8	8.6	19.4	8.8	20.9	119.3
GENERA	0.8	0.5						0.0					1.4
INE-COM							0.2	0.3					0.5
LAGEO													-
LYNX	0.3	0.4											0.7
MAGDALENA											0.2	3.3	3.5
MERELEC	17.8	16.3	5.1	1.0	8.6	12.9	14.4	10.1	30.6	20.2	6.2	9.2	152.5
ORIGEM	5.6	4.3	7.0	4.3	6.2	7.5	9.4	7.9	7.9	5.3	4.5	6.4	76.3
POLIWATT	11.5	14.5	13.9	5.6	8.0	5.5	10.2	15.6	8.9	7.0	3.5	5.0	109.1
SAN DIEGO	8.4	3.8	0.0	0.1	2.0	3.3	6.8	3.6	0.4	5.5	4.6	1.5	40.0
AESCLESA							0.1	3.0	0.1	0.7	3.2	6.5	13.7
EEO													-
TEXTUFIL	9.9	5.6	6.2	5.4	6.2	6.0	6.2	6.3	6.0	5.9	5.2	6.2	75.0
LAGEO (COM)							1.7	0.5					2.2
INFOTEKNE			0.4	0.0	0.6	1.0	0.8	1.5	1.2	1.7	2.8	3.6	13.7
TERMOPUERTO	0.8	0.8			0.8	0.9	1.8	1.2	0.5	0.3	1.0	1.3	9.6
Total	104.4	85.4	45.9	35.7	55.5	77.2	103.2	98.9	91.8	88.8	71.9	104.7	963.4

Cuadro No. 6
Exportaciones (GWh)

Participante de mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
BOREALIS			2.1	3.2	1.4	0.1			0.3			0.0	7.1
CEL COM													19.1
DEL ESTE				0.0									0.0
DELSUR			0.2	1.8	0.5	0.0		0.0	0.1		0.0		2.6
DUKE (COM)													-
EDECSA			0.1	0.9	0.6	0.0			0.3	0.4	0.0	0.0	2.3
CENERGICA			2.5	2.2	2.3	0.0							6.9
EXCELERGY			0.2	0.8	0.5	0.0			0.0	0.2		0.0	1.8
LYNX				0.0	0.0	0.0							0.0
MAGDALENA												0.0	0.0
MERELEC	0.0		1.1	2.9	2.8	0.0		0.1	1.2	0.9	0.1	0.1	9.1
NEPO													-
COMERCIA				0.4	0.2	0.0	0.0	0.1	0.3	0.2	0.1	0.0	1.3
ORIGEM				0.8	0.3	0.0				0.2	0.4	1.0	2.7
ENERSICA				0.4	0.4	0.0							0.8
CLESA									0.0	0.0	0.0		0.1
POLIWATT										0.0			0.0
ELECTRONOVA			0.9	2.4	0.2	0.2			0.2	0.1	0.0		4.0
EEO													-
INE-COM													-
INFOTEKNE			0.8	0.8	0.2	0.0			0.2	0.8	0.4	0.0	3.1
SAN DIEGO				0.7	0.0	0.0							0.7
TERMOPUERTO			0.1	0.9	0.4	0.0			0.1	0.2	0.1	0.0	1.8
TEXTUFIL					0.6	0.0				0.0	0.1		0.6
Total	0.0	0.0	8.0	18.1	10.4	0.5	0.0	0.2	2.8	13.1	10.0	1.1	64.2

Gráfico No. 5





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

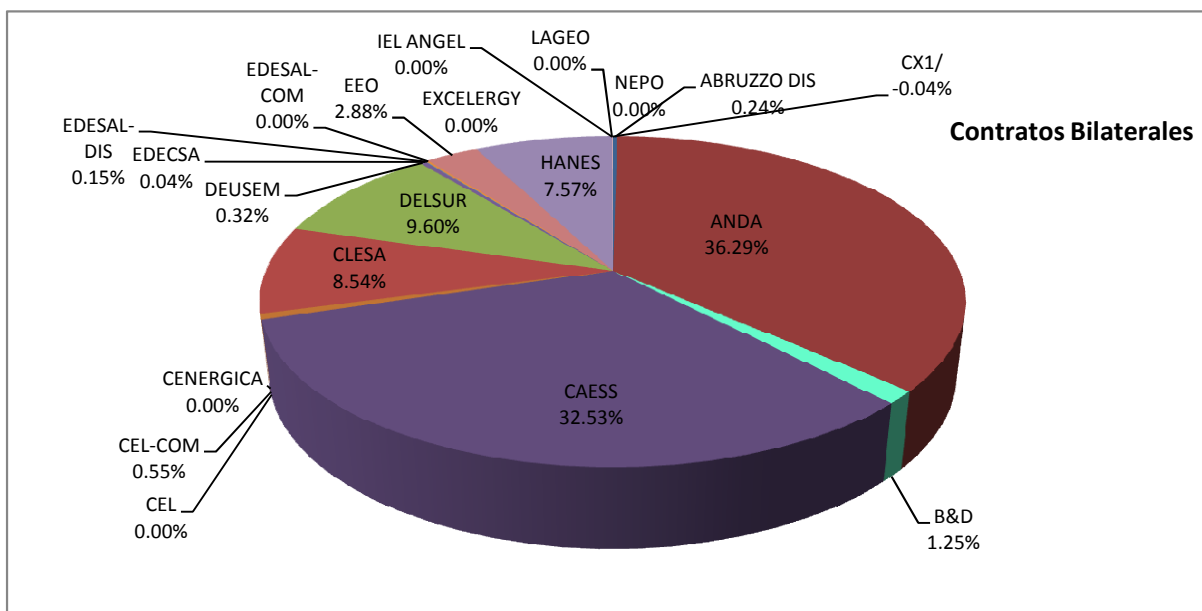
Cuadro No. 7

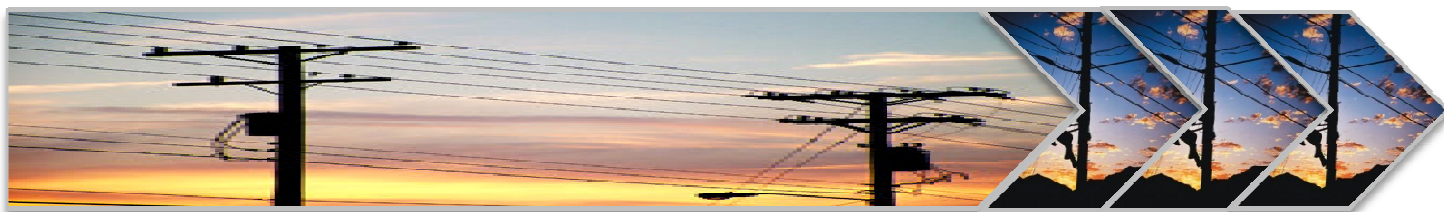
Contratos (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
ABRUZZO DIS					0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	2.2
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	0.7	0.7	0.1	0.1	1.0	1.0	1.0	1.5	1.4	1.5	1.3	1.0	11.5
CAESS	5.7	5.2	20.1	27.0	32.3	41.9	30.2	27.4	26.5	27.4	26.5	27.4	297.7
CEL													0.0
CEL-COM	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	5.0
CENERGICA													0.0
CLESA	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	1.9	8.5	15.8	13.9	17.2	8.1	8.4	78.2
DELSUR	7.5	6.3	6.4	1.6	3.5	8.8	9.1	9.1	8.8	9.1	8.8	9.1	87.8
DEUSEM	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	2.9
EDECSA				0.4	0.0	0.0							0.4
EDESAL-DIS	0.7	0.7											1.4
EDESAL-COM													0.0
EEO	1.0	0.9	1.0	0.9	1.0	1.6	3.9	3.8	3.1	7.3	0.9	1.0	26.4
EXCELERGY													0.0
HANES	6.6	6.5	7.2	6.6	7.2	6.9	5.2	5.2	5.0	4.8	5.0	3.0	69.2
IEL ANGEL													0.0
LAGEO													0.0
NEPO													0.0
CX ^{1/}				-0.4									-0.4
Total	52.0	47.0	64.6	65.0	74.9	90.3	87.1	92.0	87.0	96.5	79.0	79.1	914.5

1/ CX: Contratos de Exportación

Gráfico No. 6





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

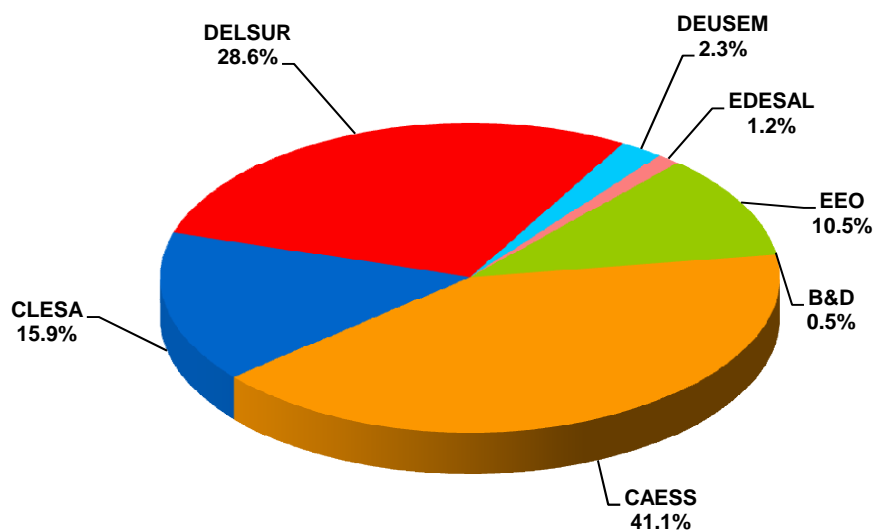
Cuadro No. 8

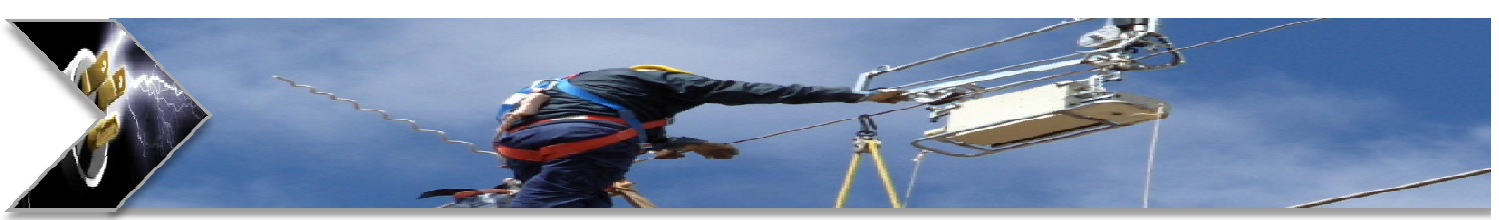
Contratos (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
B&D	1.8	1.7	1.9	1.7	1.8	1.8	1.9	1.0	1.1	1.2	1.2	1.0	17.9
CAESS	147.8	141.5	154.2	149.7	152.3	146.8	157.0	104.5	103.4	108.3	103.4	104.8	1,573.7
CLESA	57.8	54.7	60.8	58.8	58.2	55.7	59.2	40.3	39.4	41.3	39.6	41.2	607.2
DELSUR	106.4	100.9	111.4	99.4	106.5	102.1	107.5	71.1	70.6	74.5	71.1	71.8	1,093.4
DEUSEM	8.0	7.6	8.3	8.0	8.6	8.2	8.7	5.9	5.6	5.9	5.7	5.9	86.5
EDESAL	4.5	4.4	4.5	3.2	4.0	4.2	4.8	3.4	3.5	3.7	3.5	3.0	46.7
EEO	37.5	35.2	40.2	38.2	40.0	37.9	40.9	27.0	25.8	26.9	26.0	27.1	402.8
Total	363.7	346.0	381.4	359.1	371.5	356.7	380.0	253.3	249.5	261.8	250.5	254.8	3,828.2

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					-0.1	-0.2	-0.2	-0.1	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-1.1
ALAS DORADAS								3.5	4.0	4.1	4.0	3.8	19.4
ANDA	-4.2	-2.4	-2.1	-3.6	-4.9	-5.8	-4.6	-4.9	-5.7	-5.5	-3.8	-4.5	-52.0
B&D	0.1	0.1	0.8	0.6	-0.1	-0.1	-0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	2.1
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	28.4	24.2	23.9	17.5	16.7	6.1	17.0	64.3	58.1	61.0	59.5	58.6	435.6
CASSA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0	2.3
CEL	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.4	0.3	0.2	0.3	4.2
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
CENER													0.0
CENERGICA													0.0
COMERCIA													0.0
CHAP	0.8	0.3	0.3	0.1	0.1	0.3	0.0	0.2	0.2	0.3	0.4	0.3	3.4
CLESA	21.8	19.6	24.3	24.1	26.8	24.6	17.7	25.5	22.9	20.4	29.2	29.8	286.7
DELSUR	17.9	16.0	21.2	36.5	33.3	27.2	29.2	61.7	59.2	58.4	53.4	53.3	467.4
DEUSEM	3.5	3.0	4.0	4.4	4.1	3.8	4.1	6.9	6.1	6.1	6.1	6.4	58.5
DUKE	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	3.4
DUKE (COM)													0.0
EDECESA													0.0
EDESAL-DIS	1.3	1.4	2.8	4.0	3.8	3.4	3.4	4.0	4.1	4.4	4.1	3.6	40.2
EDESAL-COM	0.8	0.7	0.8	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	6.0
EEO	12.1	10.8	14.6	16.8	15.6	13.1	12.4	26.3	21.4	18.4	23.9	25.4	210.8
EXCELERGY	2.7	2.5	2.5	2.4	2.5	2.4	2.8	2.8	2.9	3.0	2.8	2.9	32.2
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	-0.7	-0.7	-0.8	-0.7	-0.8	-0.5	1.6	1.3	1.0	1.1	1.1	0.5	2.5
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	0.1
HOLCIM	1.0	1.3	2.1	1.6	1.7	2.5	2.5	2.0	2.8	3.0	1.2	1.0	22.7
IEL ANGEL	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.5	0.6	0.2	2.8
INE	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.9
LAGEO	1.0	0.9	1.0	0.8	0.7	0.6	1.0	0.9	0.9	1.1	1.0	1.0	10.9
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	0.8	0.5	0.1	0.2	0.3	0.3	0.2	0.1	0.2	0.4	0.5	0.6	4.3
ORIGEM													0.0
RIO SOTO							0.1	0.1					0.2
TEXT	0.2	0.1	0.1	0.3	0.4	0.4	0.7	0.6	0.5	0.3	0.2	0.1	3.9
TPTO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Total	88.4	79.4	96.5	106.5	101.6	79.8	89.6	196.9	180.6	178.4	185.8	184.4	1,567.8

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

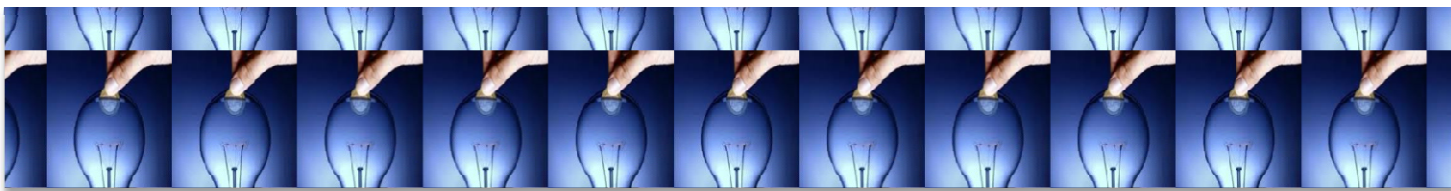
VII- Demanda total de energía en el Mercado Mayorista

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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	1.1
ALAS DORADAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	4.0	4.1	4.0	3.8	19.4
ANDA	24.0	23.1	26.1	23.7	23.3	21.5	23.6	23.3	21.6	22.7	23.5	23.7	280.1
B&D	2.7	2.4	2.8	2.4	2.7	2.7	2.8	2.6	2.8	2.9	2.7	2.1	31.5
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	181.9	170.9	198.2	194.3	201.4	194.9	204.2	196.3	188.1	196.6	189.5	190.8	2,307.0
CASSA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0	2.3
CEL	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.4	0.3	0.2	0.3	4.2
CEL-COM	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	5.0
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	1.0	1.3	2.1	1.6	1.7	2.5	2.5	2.0	2.8	3.0	1.2	1.0	22.7
CHAP	0.8	0.3	0.3	0.1	0.1	0.3	0.0	0.2	0.2	0.3	0.4	0.3	3.4
CLESA	80.6	75.1	86.1	83.8	85.9	82.2	85.4	81.5	76.1	79.0	77.0	79.4	972.1
DELSUR	131.8	123.2	139.0	137.5	143.4	138.1	145.8	141.8	138.6	142.0	133.3	134.2	1,648.6
DEUSEM	11.7	10.8	12.6	12.7	13.0	12.3	13.1	13.1	11.9	12.2	11.9	12.6	147.8
DUKE	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	3.4
DUKE (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	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
EDESAL-DIS	6.5	6.5	7.3	7.2	7.8	7.6	8.2	7.4	7.6	8.1	7.5	6.7	88.3
EDESAL-COM	0.8	0.7	0.8	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	6.0
EEO	50.5	46.9	55.8	56.0	56.6	52.6	57.1	57.1	50.4	52.6	50.9	53.4	639.9
EXCELERGY	2.7	2.5	2.5	2.4	2.5	2.4	2.8	2.8	2.9	3.0	2.8	2.9	32.2
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	5.8	6.3	5.9	6.4	6.4	6.8	6.5	6.1	5.9	6.2	3.5	71.7
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	0.1
IEL ANGEL	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.5	0.6	0.2	2.8
INE	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.9
LAGEO	1.0	0.9	1.0	0.8	0.7	0.6	1.0	0.9	0.9	1.1	1.0	1.0	10.9
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	0.8	0.5	0.1	0.2	0.3	0.3	0.2	0.1	0.2	0.4	0.5	0.6	4.3
RIO SOTO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
TEXT	0.2	0.1	0.1	0.3	0.4	0.4	0.7	0.6	0.5	0.3	0.2	0.1	3.9
TPTO	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
CX ^{1/}	0.0	0.0	0.0	-0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.4
Total	504.1	472.5	542.4	530.5	548.0	526.8	556.7	542.2	517.1	536.7	515.3	518.3	6,310.5

^{1/} CX: Contratos de Exportación

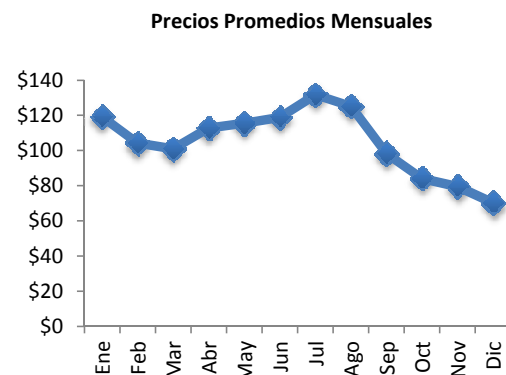


VIII- Evolución de los precios en el MRS

Cuadro No. 11

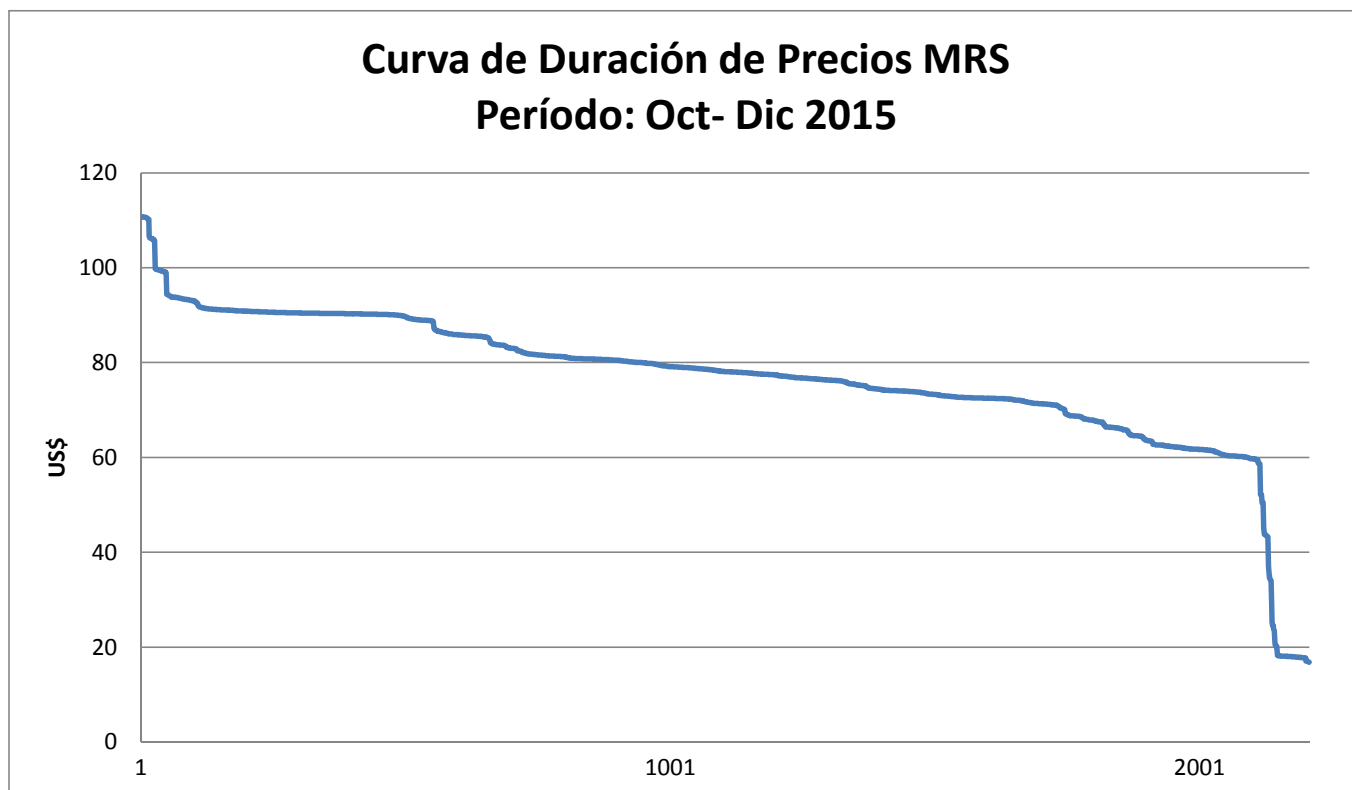
Mes	Promedio	Variaciones %			
		Mensual	Anual	Acumulada	Prom. Anual
Ene	119.24	-6.20	-27.20	-6.20	160.95
Feb	104.20	-12.61	-39.47	-18.03	155.29
Mar	100.97	-3.10	-43.12	-20.57	148.91
Abr	112.75	11.66	-37.81	-11.31	143.20
May	115.46	2.41	-35.27	-9.18	137.95
Jun	118.87	2.95	-31.05	-6.49	133.49
Jul	131.73	10.82	-28.99	3.62	129.01
Ago	125.11	-5.03	-34.07	-1.59	123.62
Sep	98.30	-21.43	-35.38	-22.68	119.14
Oct	84.08	-14.47	-38.39	-33.86	114.77
Nov	79.50	-5.45	-43.00	-37.47	109.78
Dic	70.15	-11.76	-44.82	-44.82	105.03

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

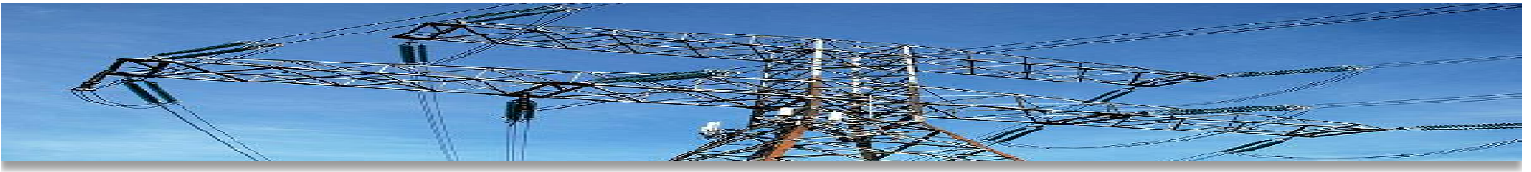
Participante de Mercado	Inyecciones (GWh)												Total
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Excelergy S.A.	3.0	2.5	1.2	6.4	9.3	12.7	14.8	11.8	8.6	19.4	8.8	20.9	119.3
CEL - Comercializadora						0.0	0.7			0.1			0.8
LAGEO (COM)							1.7	0.5					2.2
Poliwatt El Salvador S.A.	11.5	14.5	13.9	5.6	8.0	5.5	10.2	15.6	8.9	7.0	3.5	5.0	109.1
CENERGICA	7.3	4.0	0.1	0.0	1.2	2.7	6.6	8.5	6.6	4.9	10.7	9.6	62.2
MERELEC	17.8	16.3	5.1	1.0	8.6	12.9	14.4	10.1	30.6	20.2	6.2	9.2	152.5
ORIGEM S.A. de C.V.	5.6	4.3	7.0	4.3	6.2	7.5	9.4	7.9	7.9	5.3	4.5	6.4	76.3
DUKE (COM)	16.0	7.3	6.8	1.7		3.2	0.5	6.3		0.6		2.1	44.5
LYNX	0.3	0.4											0.7
TEXTUFIL	12.2	7.2	7.1	12.6	17.8	16.9	25.3	27.7	20.1	12.8	8.7	6.2	174.6
INE S.A. DE C.V. (COM)							0.2	0.3					0.5
BOREALIS	2.9	4.9	0.5	0.3	3.5	5.1	6.6	8.2	2.8	0.0	0.0	1.9	36.9
GECSA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.9	3.9	5.4	1.9	0.3	0.0	0.1	13.1
HILCASA			0.0			0.0	0.1	0.6	0.2	0.0		0.0	0.9
LA CABAÑA	2.7	2.3	1.9	2.0	1.1						0.0	1.7	11.8
CENER	0.0										0.2	0.1	0.3
CHAPARRASTIQUE	8.0	22.2	24.1	23.5	35.2	16.2			0.0		0.1	11.0	140.4
ENERSICA, S.A. DE C.V.	3.4	4.7		7.1	1.9	1.1	5.1	1.8	5.7	2.6	3.4	4.5	41.3
ELECTRONOVA	2.6	2.7	0.3	0.1	0.1	3.1	2.9	0.5	1.1	1.8	4.1	5.2	24.7
SAN DIEGO	8.4	3.8	0.0	0.1	2.0	3.3	6.8	3.6	0.4	5.5	4.6	1.5	40.0
EDECSA	4.2	4.5	1.1	1.9	4.4	8.9	8.8	6.9	6.6	5.8	5.1	7.0	65.1
COMERCIA	2.1	1.7	0.3	0.5	0.7	1.1	1.2	1.3	0.9	1.7	2.2	4.0	17.8
INFOTEKNE			0.4	0.0	0.6	1.0	0.8	1.5	1.2	1.7	2.8	3.6	13.7
GENERA	0.8	0.5											1.3
DEL ESTE	0.9	0.5	0.1		0.0	0.1	0.1	0.0		0.6	1.0	1.7	5.2
ALAS DORADAS	4.0	3.6	2.6	1.2	1.7	1.3	2.4	3.4	3.1	3.4	3.3	3.4	33.3
Magdalena Energy, S.A. de C.V.											0.2	3.3	3.5
Total	113.9	107.9	72.7	68.4	102.8	103.7	122.6	122.0	106.6	93.8	69.4	108.4	1,192.1



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.	2.7	2.5	2.8	3.2	3.0	2.4	2.8	2.8	2.9	3.1	2.8	2.9	33.9
CEL - Comercializadora	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	10.7	9.3	0.5	24.1
LAGEO (COM)													0.0
POLIWATT										0.0			0.0
CENERGICA			2.5	2.2	2.3								6.9
MERELEC	0.0	0.0	1.1	2.9	2.8	0.0	0.0	0.0	1.2	0.9	0.1	0.1	9.1
ORIGEM				0.8	0.3					0.2	0.4	1.0	2.7
DUKE (COM)													0.0
LYNX				0.0	0.0								0.0
TEXTUFIL	0.2	0.1	0.1	0.3	1.0	0.4	0.7	0.6	0.5	0.3	0.2	0.1	4.5
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)	0.8	0.7	0.8	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	6.0
INE S.A. DE C.V. (COM)													0.0
BOREALIS	0.0	0.0	2.1	3.2	1.4	0.2	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	7.4
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	0.0	0.0	0.1
LA CABAÑA													0.0
CENER													0.0
CHAPARRASTIQUE	0.8	0.3	0.3	0.1	0.1	0.3	0.0	0.2	0.2	0.3	0.4	0.3	3.4
ENERSICA				0.4	0.4								0.8
ELECTRONOVA			0.9	2.4	0.2	0.2			0.2	0.1	0.0		4.0
SAN DIEGO				0.7									0.7
EDECSA			0.1	0.9	0.6				0.3	0.4	0.0	0.0	2.3
COMERCIA				0.4	0.2	0.0	0.0	0.1	0.3	0.2	0.1	0.0	1.3
INFOTEKNE			0.8	0.8	0.2	0.0			0.2	0.8	0.4	0.0	3.1
GENERA													0.0
DEL ESTE				0.0									0.0
ALAS DORADAS								3.5	4.0	4.1	4.0	3.8	19.4
RIO SOTO							0.1	0.1					0.2
MAGDALENA												0.0	0.0
Total	5.0	4.1	12.0	19.2	13.4	4.3	4.5	8.3	11.0	21.5	18.1	9.2	130.5



X- Energía no servida y Pérdidas de transmisión

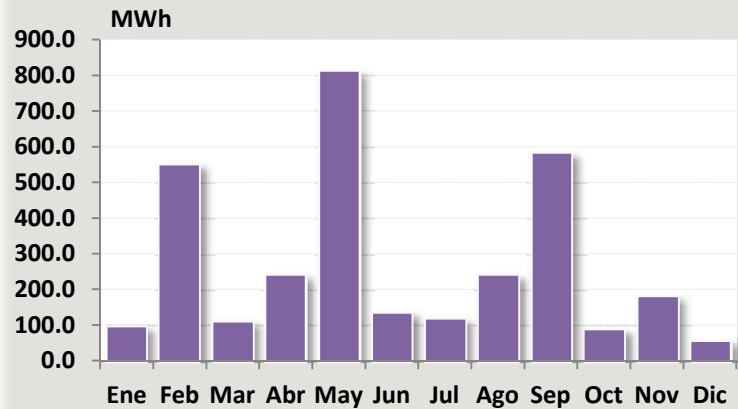
Cuadro No. 14

Gráfico No. 10

Energía no Servida

Mes	MWh	% Var. Mensual
Ene	97.6	0.0%
Feb	552.6	465.9%
Mar	112.9	-79.6%
Abr	241.6	113.9%
May	812.8	236.5%
Jun	135.6	-83.3%
Jul	119.7	-11.7%
Ago	241.4	101.7%
Sep	584.8	142.2%
Oct	89.8	-84.6%
Nov	183.5	104.4%
Dic	57.2	-68.9%
Total	3,229.5	

Energía no Servida



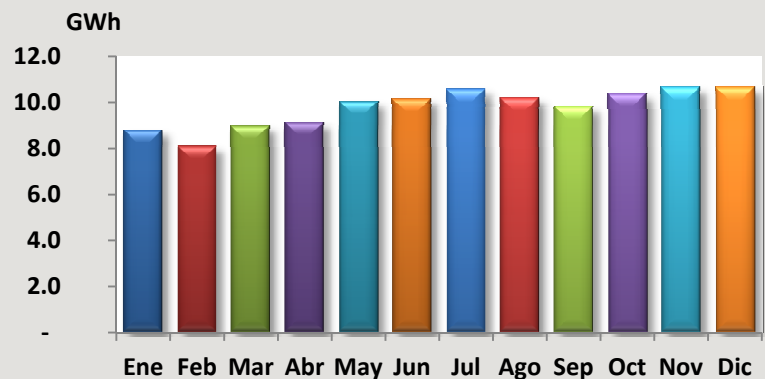
Cuadro No. 15

Gráfico No. 11

Pérdida de Trasmisión

Mes	GWh	% Var. Mensual
Ene	8.8	0.0%
Feb	8.1	-7.7%
Mar	9.0	10.6%
Abr	9.1	1.8%
May	10.0	9.9%
Jun	10.1	1.1%
Jul	10.6	4.2%
Ago	10.2	-3.5%
Sep	9.8	-3.7%
Oct	10.4	5.7%
Nov	10.6	2.4%
Dic	10.6	0.1%
Total	117.3	

Pérdidas de Transmisión

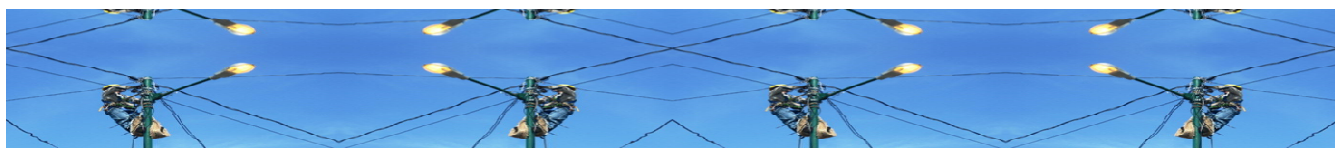


XI- Retiro de energía por nodo en la red de transmisión

Cuadro No. 16

Retiros por nodo (GWh)

Participante de Mercado	Subestaciones	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Origen	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
	Pedregal	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	San Bartolo	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
	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
	San Rafael	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
	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
	Tecoluca	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	0.0
LYNX	Nuevo Cuscatlán	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
	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 Bartolo	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
	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	0.0
Textufil	Textufil	0.1	0.1	0.1	0.3	0.4	0.3	0.7	0.6	0.5	0.2	0.1	0.1	3.4
	Soyapango	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.4
	Sub-Total	0.2	0.1	0.1	0.3	0.4	0.4	0.7	0.6	0.5	0.3	0.2	0.1	3.9
Abruzzo	Nuevo Cuscatlán	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
	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
	El Pedregal	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
	Santa Ana	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	0.0	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
Edesal-Com	Ahuachapán	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
	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	0.1
	Santa Ana	0.7	0.6	0.7	0.5	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.3	4.5
	San Miguel	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.4
	San Bartolo	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
	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
	Sub-Total	0.8	0.7	0.8	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Borealis	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
	Opico	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	0.3
Gecsa	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
	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
Hilcasa	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	0.1
	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	0.1
Chap	Chaparrastique	0.8	0.3	0.3	0.1	0.1	0.3	0.0	0.2	0.2	0.3	0.4	0.3	3.4
	Sub-Total	0.8	0.3	0.3	0.1	0.1	0.3	0.0	0.2	0.2	0.3	0.4	0.3	3.4
Cel	15 de Septiembre	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.1	0.0	0.1	0.1	1.6
	5 de Noviembre	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.0	0.1	1.0
	Cerrón Grande	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	1.3
	Guajoyo	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	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.4	0.3	0.2	0.3	4.2
Nejapa	Nejapa	0.8	0.5	0.1	0.2	0.3	0.3	0.2	0.1	0.2	0.4	0.5	0.6	4.3
	Sub-Total	0.8	0.5	0.1	0.2	0.3	0.3	0.2	0.1	0.2	0.4	0.5	0.6	4.3
Duke	Acajutla	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	2.3
	Soyapango	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	1.1
	Sub-Total	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	3.4
LaGeo	Ahuachapán	1.0	0.9	1.0	0.7	0.7	0.6	0.9	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	10.5
	Berlín	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.4
	Sub-Total	1.0	0.9	1.0	0.8	0.7	0.6	1.0	0.9	0.9	1.1	1.0	1.0	10.9



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
Holcim	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	1.0	1.3	2.1	1.6	1.7	2.5	2.5	2.0	2.8	3.0	1.2	1.0	22.7
	Nuevo Cuscatlán	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
	Opico	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
	El Pedregal	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	1.0	1.3	2.1	1.6	1.7	2.5	2.5	2.0	2.8	3.0	1.2	1.0	22.7
Cassa	Sonsonate	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0	2.3
	Sub-Total	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0	2.3
INE	Talnique	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.9
	Sub-Total	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.9
El Angel	El angel	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.5	0.6	0.2	2.8
	Sub-Total	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.5	0.6	0.2	2.8
Invinter	Sicepasa	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
ANDA	Nejapa	18.4	17.5	19.6	18.0	18.0	16.7	18.0	17.9	16.6	17.5	18.1	18.4	215.0
	Santa Ana	5.5	5.6	6.4	5.6	5.3	4.8	5.5	5.3	5.0	5.1	5.3	5.3	64.8
	San Miguel	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
	Sub-Total	24.0	23.1	26.1	23.7	23.3	21.5	23.6	23.3	21.6	22.7	23.5	23.7	280.1
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	0.0	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
Hanesbrands	Opico	5.9	5.8	6.3	5.9	6.4	6.4	6.8	6.5	6.1	5.9	6.2	3.5	71.7
	Sub-Total	5.9	5.8	6.3	5.9	6.4	6.4	6.8	6.5	6.1	5.9	6.2	3.5	71.7
Termopuerto	Termopuerto	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
	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	0.1
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
	ncus	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	1.1
	Sub-Total	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	1.1
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	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	4.0	4.1	4.0	3.8	19.4
	Sub-Total	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	4.0	4.1	4.0	3.8	19.4
RIO SOTO	Soyapango	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
	Sub-Total	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
TOTAL GENERAL		504.1	472.5	542.4	530.5	548.0	526.8	556.7	542.2	517.1	536.7	515.3	518.3	6310.479

^{2/} Valores corresponden al consumo propio

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



XII- Interrupciones de servicio

Cuadro No. 17

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Líneas de 230 kV(*)	32	6	14	4	14	6	36	8	8	8	9	5	150
Líneas de 115 kV	29	15	13	13	29	21	17	13	25	20	22	11	228
Circuitos de 46 kV	71	56	98	83	116	101	110	130	154	110	103	73	1,205
Circuitos de 34.5 kV	6	0	0	6	5	4	4	9	4	3	7	1	49
Circuitos de 23 kV	5	8	20	13	19	9	20	15	13	7	10	16	155
TOTALES	143	85	145	119	183	141	187	175	204	148	151	106	1,787

(*) 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
Mantenimientos en Líneas de transmisión a 115 kV	12	11	8	3	14	11	10	6	12	7	18	7	119
Fallas en Líneas de Transmisión a 115 kV	17	4	5	8	15	10	7	7	11	12	4	4	104
Aperturas por Otras Causas en L.T. a 115 kV.	0	0	0	2	0	0	0	0	2	1	0	0	5
Mantenimientos en Líneas de Transmisión a 230 kV Internas (1)	0	1	4	1	0	0	0	1	0	0	2	1	10
Fallas en Líneas de Transmisión a 230 kV Internas (1)	1	0	0	0	2	0	1	1	0	2	0	0	7
Aperturas por otras causas en LT a 230 kV Internas (3)	4	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1	0	7
Mantenimientos en Líneas de Interconexión (2)	4	5	4	0	2	0	2	2	3	1	3	0	26
Fallas en Líneas de Interconexión (2)	22	0	4	3	0	0	2	1	3	3	3	4	45
Operación del EDLI (2)													0
Aperturas por otras causas en Línea de Interconexión (3)	1	0	2	0	10	6	31	3	0	2	0	0	55
Mantenimiento de Circuitos de Distribución	40	21	45	30	44	29	38	37	51	28	44	23	430
Fallas en Circuitos de Distribución	42	43	73	72	96	85	96	117	120	92	76	67	979
TOTALES	143	85	145	119	183	141	187	175	204	148	151	106	1,787

(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. 19

RESPONSABLE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ABRUZZO					2		1	1			2	1	7
ANDA		1	1	7	3	3		7	1	4	3	2	32
B&D	1	2	2	2	1	1	1	6	5	3	1	6	31
CAESS	5	6	15	8	7	6	10	1	7	5	4	9	83
CASSA			1			2	1			1			5
HOLCIM	7	1	2	2	1	5		1	2		2	1	24
CLESA	8	5	17	20	24	27	30	26	27	46	19	24	273
DELSUR	8	13	39	37	50	15	23	49	52	33	28	15	362
EEO	19	9	27	14	22	12	26	33	51	22	26	12	273
DEUSEM		1	3	3		1	2	5	1		4	1	21
EDESAL	2		2	1	6	2	6	7	4	2	1		33
ETESAL	42	33	17	21	51	57	36	23	46	20	50	25	421
NEJAPA POWER								1					1
HANES			3				1	2	1	2	2	4	15
INGENIO CHAPARRASTIQUE	14	8				1				2	1		26
INGENIO EL ANGEL	2		1		4		1	1			1	1	11
UT	4									2		1	7
LAGEO											3		3
DUKE ENERGY													0
INE													0
TERMOPUERTO			1									1	2
GUATEMALA	25	2	7		10	6	47	7	3	5	2		114
HONDURAS	4	1	1	3	1		1		2		3	4	20
NICARAGUA						3		3					6
COSTA RICA													0
PANAMA													0
EPR	2	3	6	1	1		1	2			1		17
TOTALES	143	85	145	119	183	141	187	175	204	148	151	106	1,787



XIII- Límites de voltaje

Cuadro No. 20

ENTREGAS A 34.5 Kv						
VOLTAJES	SUBESTACION					
	ACAJUTLA			ATEOS		
	DEMANDA			DEMANDA		
	min	med	max	min	med	max
>1.05	0	0	0	0	0	0
<0.95	0	0	0	0	0	0

ENTREGAS A 23 Kv															
VOLTAJES	SUBESTACION														
	NVO. CUSCATLAN			SAN BARTOLO			NEJAPA			SAN ANTONIO			SOYAPANGO		
	DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA		
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max
>1.05	2	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	42	5
<0.95	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ENTREGAS A 46 Kv															
VOLTAJES	SUBESTACION														
	SONSONATE			SANTO TOMAS			OPICO			SOYAPANGO			ATEOS		
	DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA		
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max
>1.05	0	0	0	0	0	0	2	2	0	9	7	0	0	0	0
<0.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

VOLTAJES	SUBESTACION														
	SAN MIGUEL			TECOLUCA			15 DE SEPT.			S. R. CEDROS			CERRON GRANDE		
	DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA		
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max
>1.05	0	0	0	2	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<0.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

VOLTAJES	SUBESTACION														
	GUAJOYO			SANTA ANA			AHUACHAPAN			ACAJUTLA			OZATLAN		
	DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA		
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max
>1.05	0	0	0	0	0	0	4	8	0	0	9	5	0	0	0
<0.95	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0

VOLTAJES	SUBESTACION								
	PEDREGAL			LA UNION			TALNIQUE		
	DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA		
	min	med	max	min	med	max	min	med	max
>1.05	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<0.95	0	1	0	0	0	0	0	0	

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

SEMANA 20 DE 2015 - SEMANA 19 DE 2016

PLANTA/UNIDAD	PROGRAMADO	DURACIÓN	REPROGRAMADO	DURACIÓN	EJECUTADO	DURACIÓN	MOTIVO
GUAJOYO							
UNIDAD 1	17-abr-16 08:00	17-abr-16 15:00	7 HORAS				Mantenimiento de subestación
CERRON GRANDE							
UNIDAD 1	25-jul-15	29-jul-15	5 DIAS	08-ago-15	12-ago-15	5 DIAS	Inspección del rodete de la turbina
UNIDAD 2	13-jun-15	06-jul-15	22 DIAS	13-jul-15	03-ago-15	22 DIAS	Mantenimiento mayor y reparación de fisura del álabe No. 5 del rodete de la turbina
5 DE NOVIEMBRE							
UNIDAD 2	18-ene-16	02-feb-16	16 DIAS				Mantenimiento mayor
UNIDAD 4	04-mar-16	20-mar-16	17 DIAS				Mantenimiento mayor
UNIDAD 5	28-mar-16	12-abr-16	16 DIAS				Mantenimiento mayor
UNIDADES 1 a 5	24-abr-16 08:00	24-abr-16 15:00	7 HORAS				Mantenimiento de subestación
15 DE SEPTIEMBRE							
UNIDAD 1	08-feb-16	28-feb-16	21 DIAS				Mantenimiento mayor
UNIDAD 2	15-abr-16	20-abr-16	6 DIAS				Inspección del rodete de la turbina
AHUACHAPAN							
UNIDAD 2	27-jun-15	25-jul-15	29 DIAS	16-ago-15	13-sep-15	29 DIAS	Mantenimiento mayor
UNIDAD 3	19-jul-15 06:00	19-jul-15 13:59	8 HORAS				Mantenimiento de subestación
UNIDAD 1	19-jul-15 11:00	19-jul-15 18:59	8 HORAS				Mantenimiento de subestación
UNIDAD 3	16-ago-15	13-sep-15	29 DIAS	LAGEO informa que lo realizará en siguiente período PAMM			Mantenimiento mayor
BERLIN							
UNIDAD 2	27-sep-15	18-oct-15	22 DIAS			27-sep-15	Mantenimiento mayor
UNIDAD 4	27-sep-15	18-oct-15	22 DIAS	LAGEO informa que el mantenimiento se realizaron aprovechando una indisponibilidad total prolongada de la unidad			Mantenimiento mayor
UNIDAD 3	10-oct-15 05:00	11-oct-15 20:59	1.7 DIAS			10-oct-15 05:00	Mantenimiento de subestación
UNIDAD 1	11-oct-15 00:00	11-oct-15 17:59	18 HORAS			11-oct-15 00:00	Mantenimiento de subestación
ACAJUTLA							
MOTOR 7	30-may-15	20-jun-15	22 DIAS			30-may-15	Mantenimiento de 72,000 horas
MOTOR 9	11-jul-15	01-ago-15	22 DIAS			11-jul-15	Mantenimiento de 72,000 horas
MOTOR 4	22-ago-15	12-sep-15	22 DIAS			22-ago-15	Mantenimiento de 84,000 horas
UNIDAD 1	08-sep-15	07-oct-15	30 DIAS	22-feb-16	22-mar-16	30 DIAS	Mantenimiento de 8,000 horas
MOTOR 5	08-oct-15	29-oct-15	22 DIAS			08-oct-15	Mantenimiento de 84,000 horas
UNIDAD 4	05-nov-15	05-dic-15	31 DIAS	DUKE informa que lo realizará en siguiente período PAMM			Mantenimiento de 12,000 horas
MOTORES 1 a 9, U4 y U5	07-nov-15 22:00	08-nov-15 18:00	20 HORAS	12-dic-15 22:00	13-dic-15 18:00	20 HORAS	Mantenimiento de subestación
UNIDAD 5	06-dic-15	20-dic-15	15 DIAS	18-ene-16	02-feb-16	15 DIAS	Mantenimiento de 12,000 horas
UNIDADES 1 y 2	17-ene-16 08:00	17-ene-16 15:00	7 HORAS				Mantenimiento a subestación
NEJAPA POWER							
MOTOR 17	18-may-15	31-may-15	14 DIAS			18-may-15	Mantenimiento intermedio de motor y generador
MOTOR 15	01-jun-15	14-jun-15	14 DIAS			01-jun-15	Mantenimiento intermedio de motor y generador
MOTOR 6	15-jun-15	28-jun-15	14 DIAS			15-jun-15	Mantenimiento intermedio de motor y generador
MOTOR 5	29-jun-15	12-jul-15	14 DIAS			29-jun-15	Mantenimiento intermedio de motor y generador
MOTOR 23	13-jul-15	26-jul-15	14 DIAS			13-jul-15	Mantenimiento intermedio de motor y generador
MOTOR 1	27-jul-15	16-ago-15	21 DIAS	10-ago-15	30-ago-15	21 DIAS	Mantenimiento intermedio de motor y generador
NEPO FASE 2	13-ago-15 22:00	17-ago-15 17:00	3.8 DIAS	15-ago-15 05:00	16-ago-15 16:59	1.5 DIAS	Reparación de cables de 13.8kV de transformador fase 2
NEPO PLANTA	16-ago-15 05:00	16-ago-15 17:00	12 HORAS			16-ago-15 05:00	Mantenimiento mayor de subestación de planta
MOTOR 22	17-ago-15	06-sep-15	21 DIAS	12-oct-15	01-nov-15	21 DIAS	Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTOR 27	07-sep-15	27-sep-15	21 DIAS	21-sep-15	11-oct-15	21 DIAS	Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTOR 4	28-sep-15	18-oct-15	21 DIAS	31-ago-15	20-sep-15	21 DIAS	Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTOR 21	19-oct-15	08-nov-15	21 DIAS	NEPO informa que lo realizará en siguiente período PAMM			Mantenimiento mayor de motor y generador
HILCASA							
MOTOR 4							
MOTOR 3							
MOTOR 2							
MOTOR 1							
TALNIQUE							
MOTOR 1	09-may-15	29-may-15	21 DIAS			09-may-15	Mantenimiento de 60,000 horas
MOTOR 3	27-jun-15	17-jul-15	21 DIAS			27-jun-15	Mantenimiento de 60,000 horas
MOTOR 4	20-jul-15	13-ago-15	25 DIAS	20-feb-16	15-mar-16	25 DIAS	Mantenimiento al generador
MOTOR 2	15-ago-15	08-sep-15	25 DIAS			15-ago-15	Mantenimiento de 60,000 horas y generador
MOTOR 5	19-oct-15	12-nov-15	25 DIAS	24-oct-15	17-nov-15	25 DIAS	Mantenimiento al generador
MOTOR 9	21-nov-15	15-dic-15	25 DIAS			21-nov-15	Mantenimiento de 48,000 horas y generador
MOTOR 5	16-ene-16	05-feb-16	21 DIAS	09-abr-16	29-abr-16	21 DIAS	Mantenimiento de 48,000 horas
MOTORES 1 a 3	24-ene-16 07:00	24-ene-16 16:00	9 HORAS				Mantenimiento al transformador de fase 1
MOTORES 4 a 9	31-ene-16 07:00	31-ene-16 16:00	9 HORAS				Mantenimiento al transformador de fase 2
MOTOR 4	27-feb-16	18-mar-16	21 DIAS	INE informa que lo realizará en mantenimiento de 20-Feb-16 a 15-Mar-16			Mantenimiento de 48,000 horas
MOTOR 8	17-abr-16	07-may-16	21 DIAS	INE informa que lo realizará en siguiente período PAMM			Mantenimiento de 48,000 horas
TERMOPUERTO							
MOTOR 1	01-ago-15	20-ago-15	20 DIAS	17-oct-15	05-nov-15	20 DIAS	Mantenimiento de 18,000 horas
MOTOR 2	19-sep-15	08-oct-15	20 DIAS	10-feb-16	29-feb-16	20 DIAS	Mantenimiento de 18,000 horas
MOTORES 1 a 4	08-nov-15 08:00	08-nov-15 15:00	7 HORAS	13-dic-15 08:00	13-dic-15 15:00	7 HORAS	Mantenimiento de subestación
MOTOR 4	01-dic-15	20-dic-15	20 DIAS	28-nov-15	17-dic-15	20 DIAS	Mantenimiento de 18,000 horas
MOTOR 3	08-ene-16	27-ene-16	20 DIAS	09-ene-16	28-ene-16	20 DIAS	Mantenimiento de 18,000 horas
TEXTUFIL							
MOTOR 2	22-ago-15	31-ago-15	10 DIAS	TEXT informa que lo realizará en siguiente período PAMM			Mantenimiento de 7,500 horas
MOTOR 1	05-sep-15	14-sep-15	10 DIAS	TEXT informa que lo realizará en siguiente período PAMM			Mantenimiento de 7,500 horas

CEL

LAGEO

DUKE ENERGY

CENERGICA

HILCASA

INE

TPTO

TUFIL

XIV- Cuadro de Mantenimientos Programados

Cuadro No. 21
SEMANA 20 DE 2015 - SEMANA 19 DE 2016

PLANTA/UNIDAD	PROGRAMADO	DURACIÓN	REPROGRAMADO	DURACIÓN	EJECUTADO	DURACIÓN	MOTIVO
MOTOR 6	17-sep-15	28-sep-15	12 DIAS		17-sep-15	28-sep-15	Mantenimiento de 7,500 horas
MOTOR 7	03-oct-15	14-oct-15	12 DIAS	05-dic-15	16-dic-15	12 DIAS	Mantenimiento de 7,500 horas
MOTOR 5	24-oct-15	04-nov-15	12 DIAS		24-oct-15	31-oct-15	Mantenimiento de 45,000 horas
GECSA							
MOTOR 3	26-oct-15	01-nov-15	7 DIAS		26-oct-15	01-nov-15	Mantenimiento de 8,000 horas
BOREALIS							
MOTORES 1 a 8	31-may-15 07:00	31-may-15 17:00	10 HORAS		31-may-15 08:00	31-may-15 13:30	Mantenimiento de subestación
MOTOR 5	12-ago-15	26-ago-15	15 DIAS	10-sep-15 12:00	25-sep-15 11:59	15 DIAS	Mantenimiento de 6,000 horas
MOTOR 4	16-sep-15	30-sep-15	15 DIAS	14-oct-15	28-oct-15	15 DIAS	Mantenimiento de 6,000 horas
MOTOR 2	21-oct-15	04-nov-15	15 DIAS	30-oct-15	13-nov-15	15 DIAS	Mantenimiento de 6,000 horas

XV- Demanda máxima coincidental por recurso

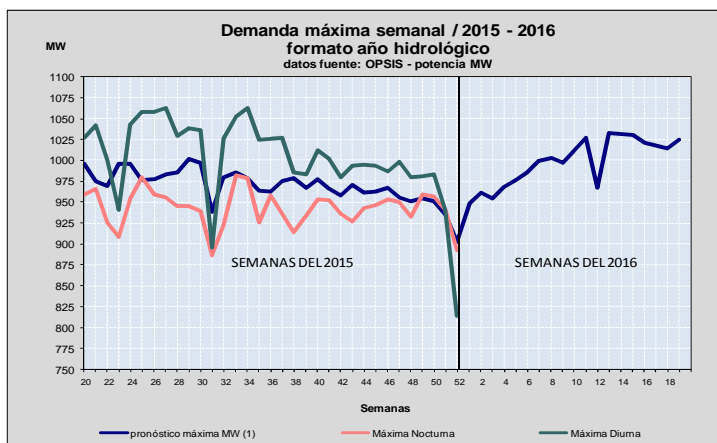
Cuadro No. 22

Demanda máxima coincidental por recurso

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
DIA DEL MES	15	24	12	29	13	24	6	25	17	8	24	15
	14:30:00	14:30:00	14:30:00	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
RECURSO	Jueves	Lunes	Jueves	Miércoles	Miércoles	Miércoles	Lunes	Martes	Jueves	Jueves	Martes	Martes
GUAJOYO	12	12	11	0	12	11	0	0	0	0	0	14
HOLCIM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CERRON GRANDE	133	82	123	138	133	123	65	0	0	0	161	153
5 DE NOVIEMBRE	63	67	63	81	82	51	53	77	31	48	79	66
15 DE SEPTIEMBRE	62	87	91	103	86	81	131	139	119	180	183	92
AHUACHAPAN	75	75	73	59	60	60	61	58	72	76	74	74
BERLIN	98	97	95	95	98	97	98	102	95	71	91	95
ACAJUTLA	120	152	116	157	129	202	187	164	160	101	114	125
SOYAPANGO	0	0	0	0	0	0	15	10	15	15	15	0
NEJAPA POWER	0	132	128	124	127	122	122	127	118	119	0	0
CASSA	27	24	24	21	22	0	0	0	0	0	0	27
TEXTUFIL	0	0	0	40	39	27	39	40	30	40	7	0
TALNIQUE	93	0	92	92	76	81	80	69	79	93	78	85
GECSA	0	0	0	0	0	0	7	10	11	7	0	0
BOREALIS	0	0	0	12	0	12	12	12	0	0	0	0
HILCASA	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0
TERMOPUERTO	68	69	51	70	68	70	71	72	70	68	70	70
INGENIO EL ANGEL	24	26	26	0	0	0	0	0	0	0	0	13
INGENIO LA CABAÑA	4	3	2	2	6	0	0	0	0	0	0	3
INGENIO CHAPARRASTIQUE	13	37	37	0	56	0	0	0	0	0	0	28
IMPORTACION NETA(*)	170	137	96	93	73	120	121	176	228	195	126	140
EXPORTACION NETA (*)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEMANDA NACIONAL	960	1,001	1,029	1,089	1,066	1,057	1,063	1,063	1,027	1,012	998	984

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

Gráfico No. 12



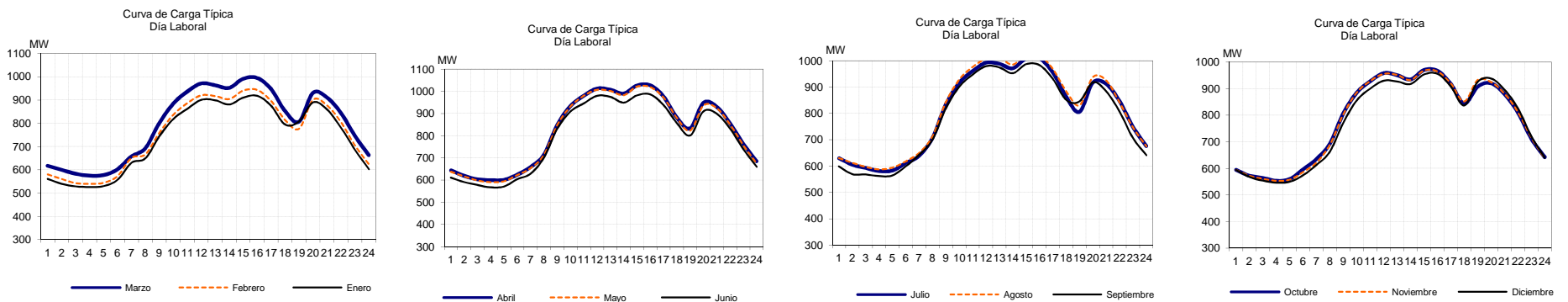
XVI- Curvas típicas de carga

Día Laboral

Cuadro No. 23
Curvas típicas de carga (MW)

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	560	580	617	644	638	611	630	630	599	594	594	594
2	540	560	600	619	617	591	606	613	570	572	572	568
3	528	543	583	604	599	578	594	597	568	564	560	554
4	526	539	575	600	591	567	582	587	562	553	553	546
5	529	544	577	601	595	571	584	594	565	560	558	550
6	557	573	602	625	623	604	612	618	599	596	586	575
7	630	651	657	660	654	629	640	650	643	636	622	613
8	649	667	692	715	714	701	708	713	701	694	690	664
9	744	760	801	849	848	831	834	843	819	808	805	773
10	818	837	884	934	932	909	916	928	901	885	886	856
11	862	887	936	980	980	946	961	976	947	928	929	900
12	900	921	971	1013	1007	980	992	1006	979	959	956	929
13	898	917	963	1007	1001	975	988	1009	975	951	952	927
14	880	904	952	990	983	949	971	985	952	935	932	917
15	910	941	991	1026	1021	982	1008	1023	987	970	968	953
16	918	943	995	1027	1019	986	1009	1020	983	968	965	955
17	875	896	947	977	972	938	956	969	931	918	920	908
18	794	814	853	882	880	857	864	884	851	844	852	836
19	808	777	806	833	823	801	806	831	846	908	932	925
20	889	901	930	948	936	910	917	938	918	921	925	938
21	859	877	911	931	924	899	912	924	883	880	881	896
22	781	805	845	856	851	832	847	841	806	810	813	826
23	686	705	747	764	757	739	750	747	706	711	717	721
24	602	623	663	685	675	660	676	675	642	642	638	640

Gráfico No. 13



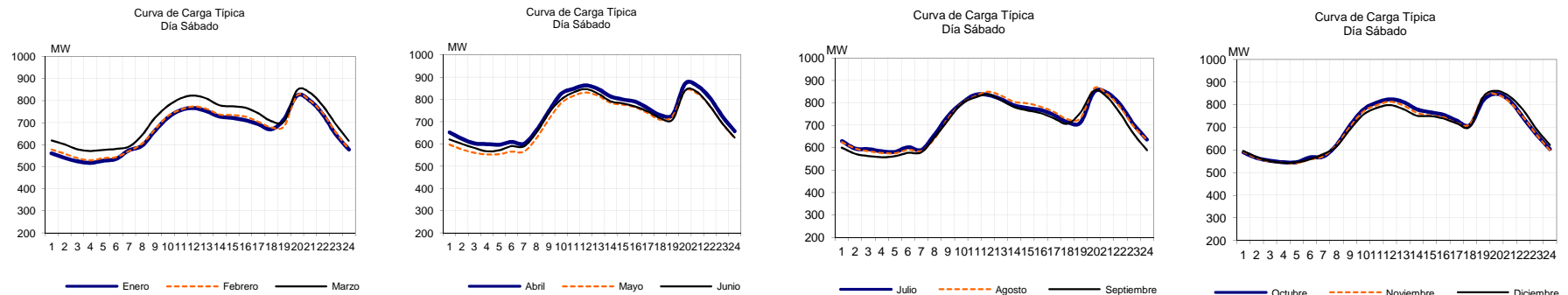
XVI- Curvas típicas de carga

Día Sábado

Cuadro No. 24
Curvas típicas de carga (MW)

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	560	578	619	652	597	620	629	624	600	590	592	597
2	540	560	602	623	576	600	596	596	573	565	564	569
3	524	540	579	602	561	582	593	583	563	553	549	551
4	517	529	572	599	553	567	583	576	557	546	543	544
5	527	539	576	597	554	571	581	574	562	546	542	546
6	536	544	581	609	566	590	602	590	577	568	558	560
7	575	572	592	601	566	589	589	585	580	571	572	583
8	595	605	643	661	625	650	659	641	646	623	624	617
9	663	669	722	747	710	738	740	730	722	709	703	691
10	722	731	776	825	783	800	797	796	793	778	771	757
11	756	759	811	848	816	832	835	828	823	809	798	786
12	766	774	823	863	831	847	836	850	837	824	814	799
13	751	763	810	846	816	826	816	833	811	812	797	781
14	727	737	779	814	785	792	789	804	780	780	765	753
15	721	735	774	800	777	782	776	798	766	767	753	751
16	710	728	768	790	765	768	768	783	754	756	745	740
17	692	704	743	760	739	746	745	759	730	730	720	719
18	670	679	707	729	709	716	714	727	706	710	715	704
19	716	684	707	732	726	710	713	733	757	819	838	836
20	823	824	847	871	839	840	847	865	853	848	846	862
21	799	800	836	861	826	833	845	839	825	817	811	836
22	736	743	776	807	773	771	791	779	750	743	745	777
23	646	656	693	725	694	693	705	694	661	669	668	692
24	578	581	618	657	625	629	636	635	589	604	600	623

Gráfico No. 14





XVI- Curvas típicas de carga

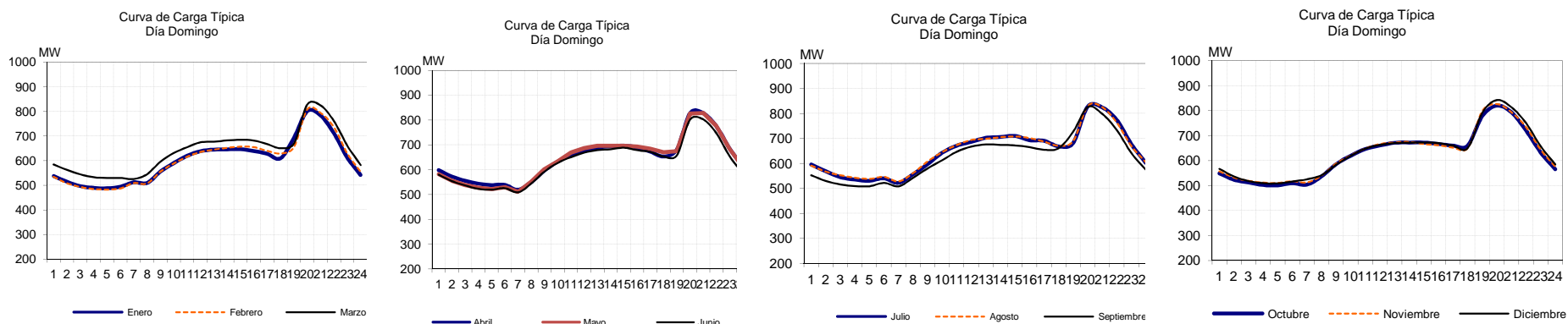
Día Domingo

Cuadro No. 25

Curvas típicas de carga (MW)

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	537	534	585	599	582	580	596	591	553	549	557	567
2	513	508	563	573	556	554	569	567	530	523	532	536
3	496	493	545	555	538	537	546	553	516	512	519	518
4	488	484	533	544	527	523	536	543	509	502	511	509
5	488	482	529	538	522	520	531	538	509	501	510	509
6	493	487	530	539	530	526	541	547	522	509	517	517
7	512	509	526	519	511	509	522	528	508	504	512	525
8	509	507	545	551	553	545	557	562	543	537	540	542
9	555	555	596	597	603	593	597	609	581	586	588	584
10	590	588	631	633	635	628	643	646	613	620	621	620
11	619	615	655	662	669	651	671	674	647	647	648	648
12	638	635	674	676	687	669	686	694	668	661	666	663
13	645	644	677	689	697	679	702	698	676	672	672	670
14	646	652	682	694	697	683	706	705	674	673	675	672
15	646	657	685	697	696	689	710	708	672	673	666	673
16	639	654	682	690	693	679	693	701	665	667	661	670
17	627	639	667	673	685	672	691	687	655	660	652	660
18	609	629	650	653	670	653	668	671	661	660	650	650
19	692	655	669	682	675	658	682	690	727	778	799	792
20	800	808	828	829	826	802	827	829	826	821	827	843
21	783	793	824	828	829	803	824	825	798	794	793	814
22	711	735	760	774	777	747	774	763	733	721	734	750
23	612	628	660	684	684	654	677	669	641	634	643	657
24	541	554	582	612	611	586	602	604	574	566	575	584

Gráfico No. 15





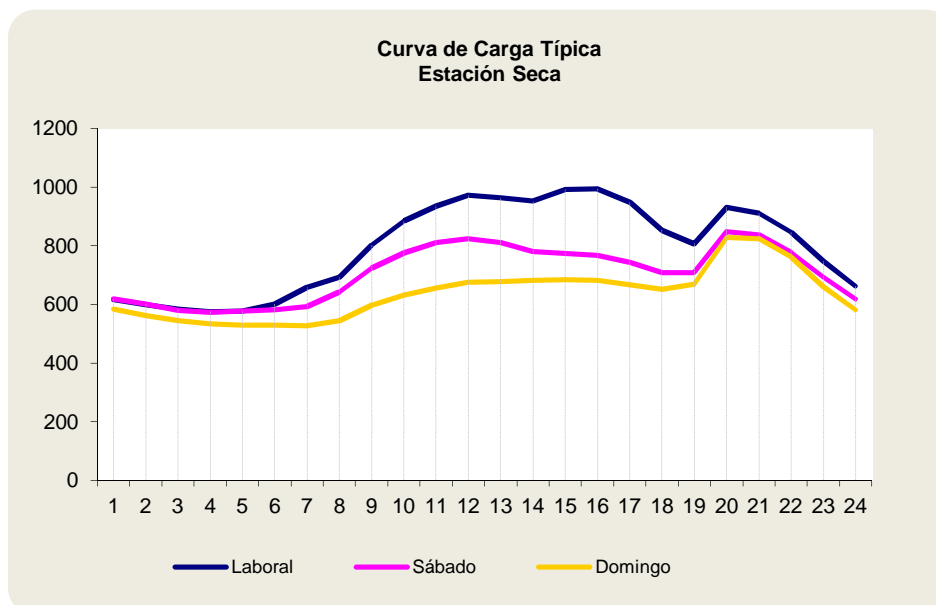
XVI- Curvas típicas de carga estación seca

Cuadro No. 26

Hora	Laboral	Sábado	Domingo
1	617	619	585
2	600	602	563
3	583	579	545
4	575	572	533
5	577	576	529
6	602	581	530
7	657	592	526
8	692	643	545
9	801	722	596
10	884	776	631
11	936	811	655
12	971	823	674
13	963	810	677
14	952	779	682
15	991	774	685
16	995	768	682
17	947	743	667
18	853	707	650
19	806	707	669
20	930	847	828
21	911	836	824
22	845	776	760
23	747	693	660
24	663	618	582

Nota: corresponde al mes de Marzo 2015

Gráfico No. 16





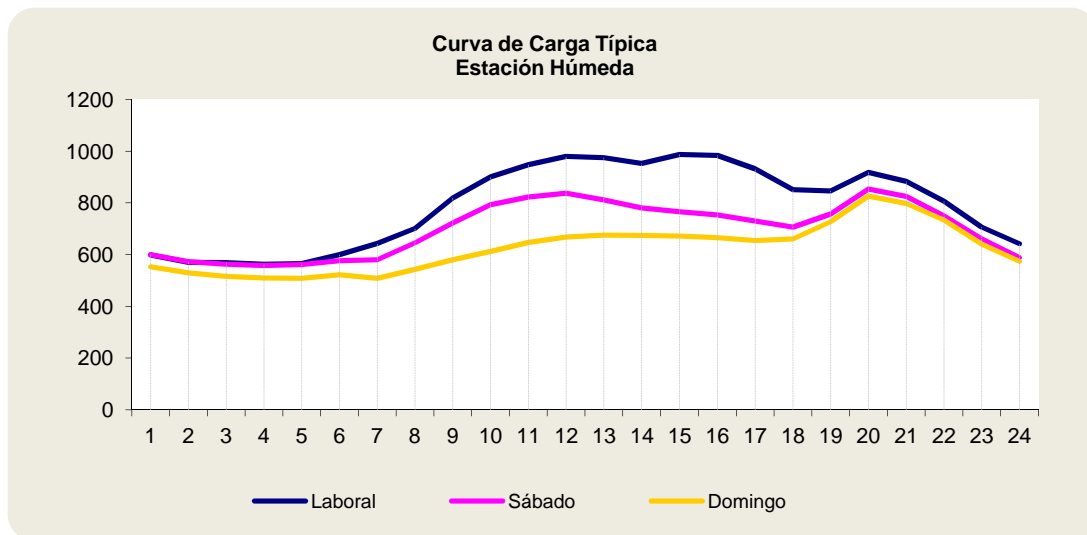
XVI- Curvas típicas de carga estación húmeda

Cuadro No. 27

Hora	Laboral	Sábado	Domingo
1	599	600	553
2	570	573	530
3	568	563	516
4	562	557	509
5	565	562	509
6	599	577	522
7	643	580	508
8	701	646	543
9	819	722	581
10	901	793	613
11	947	823	647
12	979	837	668
13	975	811	676
14	952	780	674
15	987	766	672
16	983	754	665
17	931	730	655
18	851	706	661
19	846	757	727
20	918	853	826
21	883	825	798
22	806	750	733
23	706	661	641
24	642	589	574

Nota: corresponde al período Septiembre-2015

Gráfico No. 17





XVII - Déficit de Reserva de Potencia

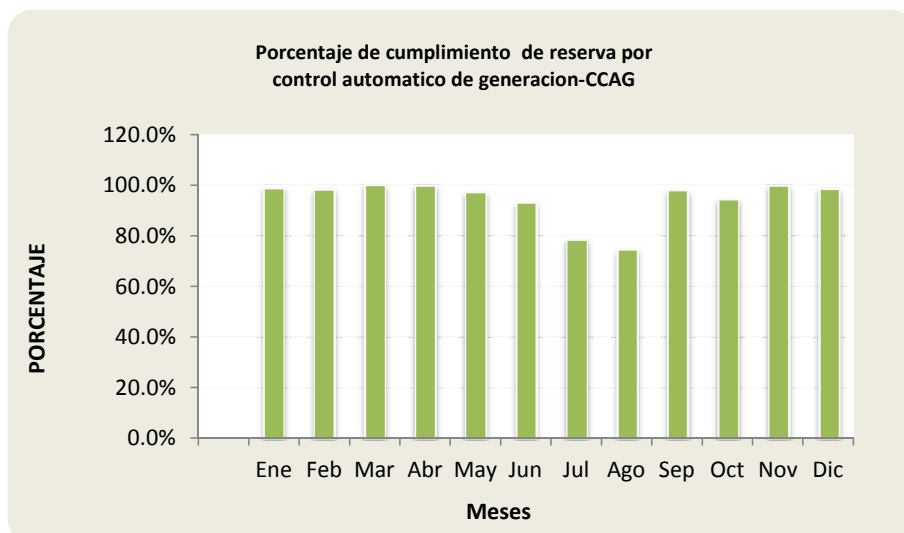
Cuadro No. 28

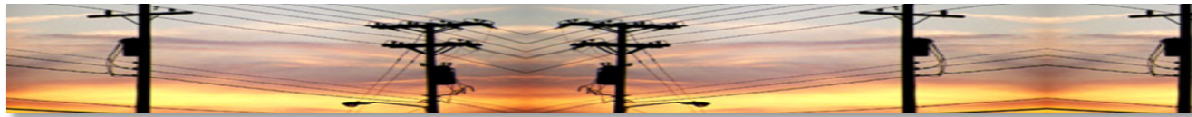
Cumplimiento de reserva por control automático de generación-CCAG por mes

Mes	% de cumplimiento
Ene	98.8%
Feb	98.2%
Mar	100.0%
Abr	99.7%
May	97.0%
Jun	92.9%
Jul	78.6%
Ago	74.8%
Sep	97.6%
Oct	94.4%
Nov	99.7%
Dic	98.4%
PROMEDIO	94.2%
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	\$281,708.34	\$391,998.00	\$2,820,483.88	-\$19,270.11	\$0.00	\$949,266.73
Febrero	\$264,026.67	\$367,387.75	\$2,643,453.70	-\$13,300.20	\$0.00	\$753,420.83
Marzo	\$307,432.89	\$427,946.94	\$3,078,039.89	\$6,268.44	\$0.00	\$815,437.36
Abril	\$306,568.47	\$426,615.46	\$3,069,385.27	\$26,229.95	\$0.00	\$936,637.69
Mayo	\$312,409.06	\$434,211.59	\$4,088,480.35	\$8,447.20	\$0.00	\$1,030,469.66
Junio	\$295,352.55	\$409,982.49	\$3,865,262.73	\$26,703.84	\$0.00	\$1,071,500.52
Julio	\$312,191.68	\$432,855.67	\$4,175,895.74	\$48,652.17	\$0.00	\$1,242,959.61
Agosto	\$303,456.99	\$421,730.48	\$4,059,060.01	\$7,960.18	\$0.00	\$1,143,365.50
Septiembre	\$290,919.61	\$404,213.66	\$3,891,359.17	\$16,439.33	\$0.00	\$840,154.43
Octubre	\$307,703.72	\$427,564.12	\$4,115,864.52	\$10,865.50	\$0.00	\$741,000.77
Noviembre	\$294,483.67	\$408,467.39	\$3,939,032.27	\$5,969.13	\$0.00	\$714,310.76
Diciembre	\$291,059.90	\$403,880.54	\$3,893,235.70	\$15,750.39	\$0.00	\$620,777.70
TOTAL	\$3,567,313.54	\$4,956,854.07	\$43,639,553.23	\$140,715.83	\$0.00	\$10,859,301.57

^{1/} Valores sin IVA

Cuadro No. 29-A

Meses	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	TOTAL
Enero	\$15,008.20	\$4,571.42	\$214,545.35	\$0.00	\$1,038,724.55	\$5,697,036.36
Febrero	\$14,479.51	\$4,571.42	\$142,858.18	\$0.00	\$1,075,760.47	\$5,252,658.32
Marzo	\$13,669.81	\$4,571.42	\$59,632.85	\$0.00	\$791,087.73	\$5,504,087.34
Abril	\$12,484.88	\$4,571.42	\$76,769.45	\$0.00	\$836,664.19	\$5,695,926.79
Mayo	\$14,478.27	\$4,571.42	\$86,070.05	\$0.00	\$870,346.62	\$6,849,484.23
Junio	\$13,685.25	\$4,571.42	\$119,364.92	\$0.00	\$867,921.91	\$6,674,345.63
Julio	\$14,940.04	\$4,571.42	\$156,975.23	\$0.00	\$838,331.70	\$7,227,373.27
Agosto	\$12,921.87	\$4,571.42	\$118,771.51	\$0.00	\$877,812.22	\$6,949,650.18
Septiembre	\$15,385.21	\$4,571.42	\$110,880.48	\$0.00	\$806,007.34	\$6,379,930.64
Octubre	\$20,176.09	\$4,571.42	\$185,610.96	\$0.00	\$813,105.36	\$6,626,462.46
Noviembre	\$18,352.81	\$4,571.42	\$44,254.41	\$0.00	\$813,468.93	\$6,242,910.78
Diciembre	\$18,838.79	\$4,571.42	\$28,065.71	\$0.00	\$794,579.06	\$6,070,759.20
TOTAL	\$184,420.74	\$54,857.05	\$1,343,799.10	\$0.00	\$10,423,810.08	\$75,170,625.21

^{1/} Valores calculados según el ROBCP.



XIX -Monto de Servicios Auxiliares

Cuadro No. 30

Meses	Control Automático de Generación CAG
Enero	\$696,770.94
Febrero	\$406,869.67
Marzo	\$634,768.50
Abril	\$940,740.45
Mayo	\$940,554.54
Junio	\$885,382.13
Julio	\$814,830.98
Agosto	\$871,223.18
Septiembre	\$603,031.99
Octubre	\$700,080.32
Noviembre	\$672,623.44
Diciembre	\$388,218.81
TOTAL	\$8,555,094.96

XX -Costo de Racionamiento^{1/}

Semana ROBCP	Costo de Racionamiento	Semana ROBCP	Costo de Racionamiento
1	\$370.21	27	\$319.20
2	\$370.21	28	\$319.20
3	\$370.21	29	\$319.20
4	\$370.21	30	\$319.20
5	\$375.38	31	\$319.30
6	\$375.38	32	\$319.30
7	\$375.49	33	\$319.30
8	\$375.49	34	\$319.30
9	\$374.82	35	\$319.30
10	\$374.82	36	\$320.15
11	\$324.53	37	\$295.80
12	\$324.53	38	\$288.77
13	\$324.53	39	\$288.77
14	\$324.28	40	\$288.09
15	\$324.28	41	\$287.74
16	\$324.28	42	\$287.74
17	\$324.28	43	\$287.74
18	\$319.13	44	\$287.46
19	\$319.13	45	\$287.46
20	\$319.13	46	\$287.46
21	\$319.13	47	\$287.46
22	\$318.94	48	\$287.46
23	\$318.94	49	\$288.15
24	\$319.07	50	\$288.15
25	\$319.07	51	\$288.15
26	\$319.07	52	\$288.15

^{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