

# BOLETÍN ESTADÍSTICO

Gerencia de Conciliación de Transacciones

# 2016



## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
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
XV- Demanda Máxima Coincidental por Recurso	21
XVI- Curvas típicas de carga	22
<b>Día Laboral</b>	22
<b>Día Sábado</b>	23
<b>Día Domingo</b>	24
<b>Estación seca</b>	25
<b>Estación lluviosa</b>	26
XVII- Déficit de Reserva de Potencia	27
XVIII- Cargos del Sistema	28
XIX- Monto de Servicios Auxiliares	29
<b>Control Automático de Generación</b>	29
XX- Costo de Racionamiento	29



## 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	2016
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	3.9
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	4.2
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	4.0
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	4.1
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	4.0
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	3.5
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	3.0
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	2.4
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	1.8
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	1.5
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	1.1
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	0.6

Gráfico No. 1

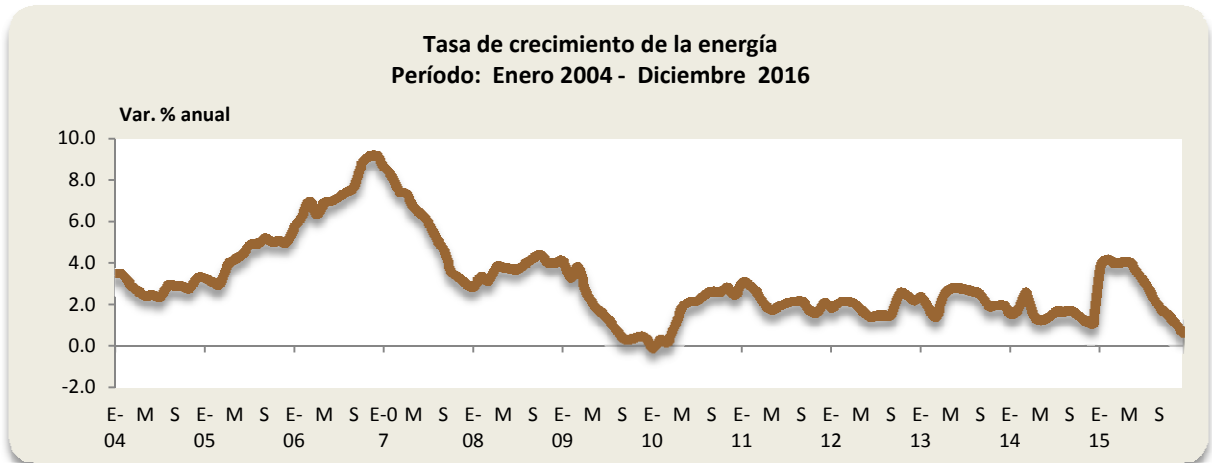
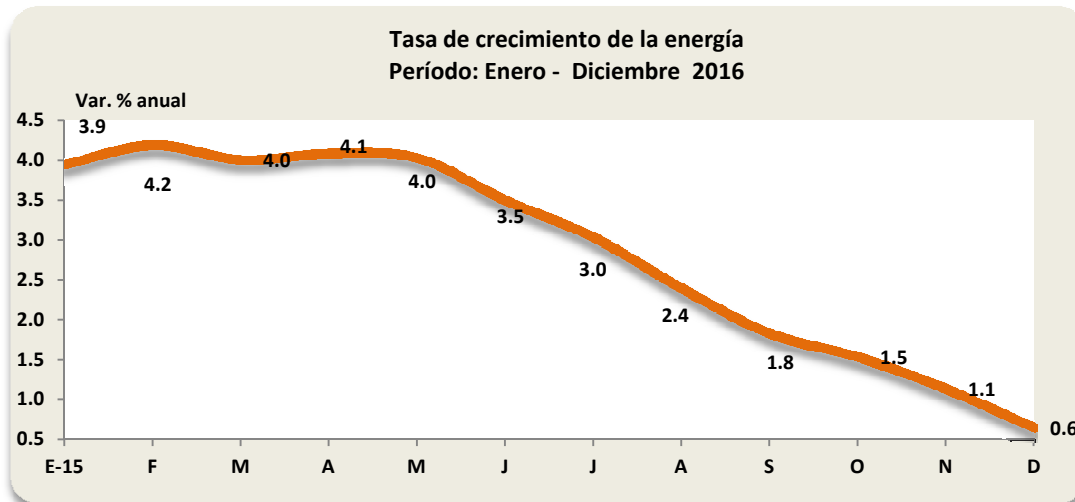


Gráfico No. 2





## II- Inyección por planta (GWh)

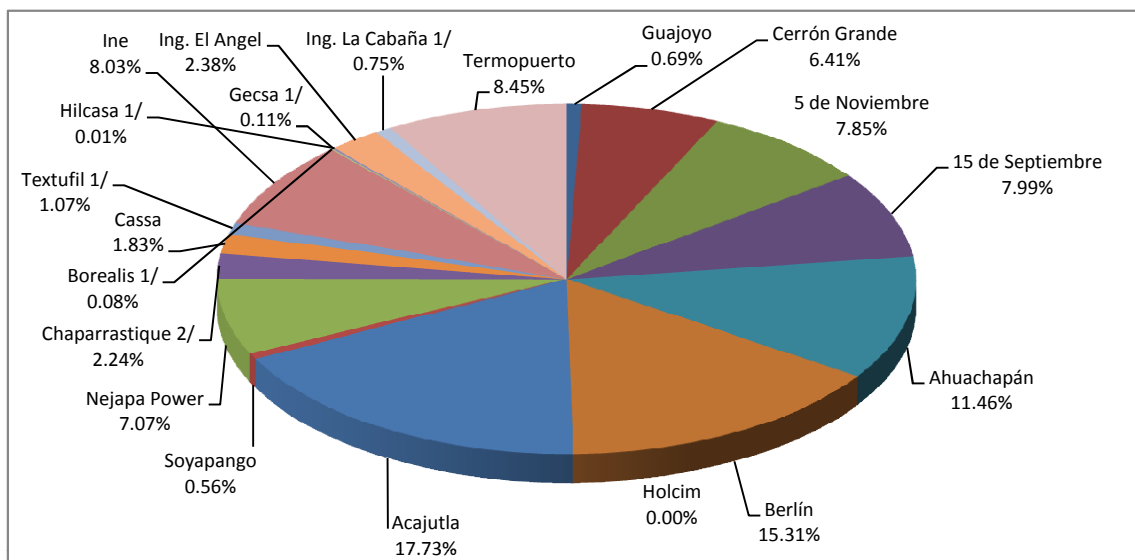
Cuadro No. 2

Generadores	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
<b>Hidroeléctrica</b>	<b>105.1</b>	<b>102.8</b>	<b>113.8</b>	<b>121.0</b>	<b>127.9</b>	<b>117.7</b>	<b>126.9</b>	<b>143.7</b>	<b>175.9</b>	<b>69.4</b>	<b>24.9</b>	<b>28.5</b>	<b>1,257.5</b>
Guajoyo	7.2	6.1	6.7	6.6	5.5	2.1	1.0	0.0	0.0	0.0	1.6	1.1	37.8
Cerrón Grande	39.0	36.1	40.7	44.4	41.3	22.1	34.5	35.7	32.3	9.1	7.0	9.2	351.4
5 de Noviembre	35.2	36.8	39.4	43.7	47.6	37.5	47.2	51.0	58.8	17.3	6.7	9.1	430.2
15 de Septiembre	23.7	23.8	26.9	26.4	33.6	55.9	44.3	57.1	84.8	43.0	9.6	9.1	438.0
													0.0
<b>Geotérmicas</b>	<b>129.3</b>	<b>121.4</b>	<b>128.7</b>	<b>119.9</b>	<b>123.8</b>	<b>119.6</b>	<b>125.6</b>	<b>125.5</b>	<b>123.2</b>	<b>106.8</b>	<b>111.6</b>	<b>131.8</b>	<b>1,467.2</b>
Ahuachapán	54.8	51.3	53.9	51.2	53.1	53.0	53.6	54.1	52.0	54.2	41.1	55.5	627.9
Berlín	74.5	70.1	74.8	68.7	70.7	66.6	71.9	71.4	71.2	52.5	70.5	76.4	839.2
													0.0
<b>Térmicas</b>	<b>261.0</b>	<b>226.4</b>	<b>289.0</b>	<b>316.4</b>	<b>294.6</b>	<b>230.3</b>	<b>194.8</b>	<b>151.7</b>	<b>99.2</b>	<b>234.0</b>	<b>228.0</b>	<b>231.5</b>	<b>2,756.8</b>
Acajutla	86.1	76.0	91.6	90.2	88.5	83.9	77.8	72.1	59.5	91.2	77.6	77.5	971.9
Soyapango	4.7	0.0	1.0	4.1	3.4	1.8	4.3	1.4	0.1	4.8	4.6	0.1	30.5
Nejapa Power	15.1	11.6	29.5	54.5	74.3	46.1	20.6	12.1	3.3	56.3	35.7	28.2	387.3
Chaparrastique <sup>2/</sup>	22.9	21.6	26.5	21.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.0	20.1	122.8
Holcim	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
Cassa	20.0	18.3	19.8	12.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.9	18.4	100.1
Textufil <sup>1/</sup>	0.5	0.2	0.8	4.0	15.2	3.8	4.7	2.7	1.4	13.2	7.8	4.2	58.5
Ine	44.6	33.2	41.6	56.6	57.1	48.0	42.9	27.3	14.5	24.3	24.5	25.3	440.0
Borealis <sup>1/</sup>	0.1	0.0	0.0	0.1	0.4	0.2	0.0	0.0	0.0	1.9	1.4	0.0	4.2
Gecsa <sup>1/</sup>	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	0.5	0.0	0.0	0.0	1.9	1.2	0.7	6.3
Hilcasa <sup>1/</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.3
Ing. El Angel	22.5	27.8	26.1	16.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.6	25.8	130.7
Ing. La Cabaña <sup>1/</sup>	3.8	2.1	6.8	9.4	6.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.0	5.9	41.2
Termopuerto	40.6	35.5	45.2	47.0	47.5	45.9	44.5	36.1	20.3	40.2	34.9	25.3	462.9
<b>Total</b>	<b>495.4</b>	<b>450.6</b>	<b>531.5</b>	<b>557.3</b>	<b>546.3</b>	<b>467.6</b>	<b>447.2</b>	<b>420.9</b>	<b>398.2</b>	<b>410.1</b>	<b>364.5</b>	<b>391.8</b>	<b>5,481.5</b>

<sup>1/</sup> Inyecciones provenientes de la red de distribución

<sup>2/</sup> 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	105.1	102.8	113.8	121.0	127.9	117.7	126.9	143.7	175.9	69.4	24.9	28.5	1,257.5
Geotérmico	129.3	121.4	128.7	119.9	123.8	119.6	125.6	125.5	123.2	106.8	111.6	131.8	1,467.2
Térmico	261.0	226.4	289.0	316.4	294.6	230.3	194.8	151.7	99.2	234.0	228.0	231.5	2,756.8
Importaciones	44.1	50.1	36.0	26.5	37.9	65.8	104.6	128.6	126.0	146.2	163.8	135.9	1,065.7
<b>Total</b>	<b>539.5</b>	<b>500.7</b>	<b>567.6</b>	<b>583.8</b>	<b>584.2</b>	<b>533.3</b>	<b>551.9</b>	<b>549.5</b>	<b>524.2</b>	<b>556.3</b>	<b>528.3</b>	<b>527.8</b>	<b>6,547.1</b>

Cuadro No. 4

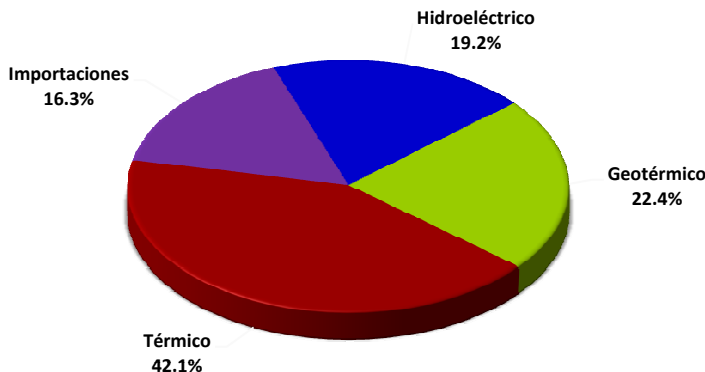
#### Inyección nacional por Participante de Mercado (GWh)

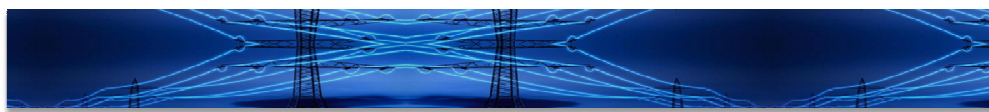
Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Cel	105.1	102.8	113.8	121.0	127.9	117.7	126.9	143.7	175.9	69.4	24.9	28.5	1,257.5
Nejapa Power	15.1	11.6	29.5	54.5	74.3	46.1	20.6	12.1	3.3	56.3	35.7	28.2	387.3
Duke Energy	90.8	76.1	92.6	94.3	92.0	85.8	82.1	73.5	59.6	96.0	82.1	77.6	1,002.4
LaGeo	129.3	121.4	128.7	119.9	123.8	119.6	125.6	125.5	123.2	106.8	111.6	131.8	1,467.2
Holcim	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
Cassa	20.0	18.3	19.8	12.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.9	18.4	100.1
Textufil	0.5	0.2	0.8	4.0	15.2	3.8	4.7	2.7	1.4	13.2	7.8	4.2	58.5
Ine, S.A.	44.6	33.2	41.6	56.6	57.1	48.0	42.9	27.3	14.5	24.3	24.5	25.3	440.0
Chaparrastique	22.9	21.6	26.5	21.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.0	20.1	122.8
Borealis <sup>1/</sup>	0.1	0.0	0.0	0.1	0.4	0.2	0.0	0.0	0.0	1.9	1.4	0.0	4.2
Gecsa <sup>1/</sup>	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	0.5	0.0	0.0	0.0	1.9	1.2	0.7	6.3
Hilcasa energy <sup>1/</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.3
Ing. El Angel	22.5	27.8	26.1	16.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.6	25.8	130.7
Ing. La Cabaña <sup>1/</sup>	3.8	2.1	6.8	9.4	6.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.0	5.9	41.2
Edesal <sup>1/</sup>													0.0
Termopuerto	40.6	35.5	45.2	47.0	47.5	45.9	44.5	36.1	20.3	40.2	34.9	25.3	462.9
<b>Total</b>	<b>495.4</b>	<b>450.6</b>	<b>531.5</b>	<b>557.3</b>	<b>546.3</b>	<b>467.6</b>	<b>447.2</b>	<b>420.9</b>	<b>398.2</b>	<b>410.1</b>	<b>364.5</b>	<b>391.8</b>	<b>5,481.5</b>

<sup>1/</sup> Inyecciones provenientes de la red de distribución

Gráfico No. 4

#### Inyección por Recurso (GWh)





#### IV- Transacciones Internacionales

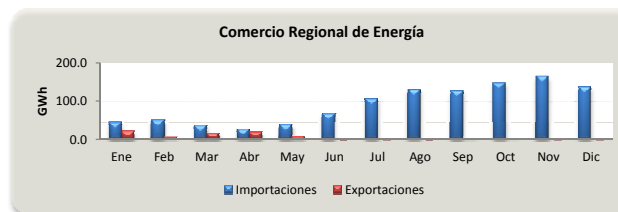
Cuadro No. 5  
Importaciones (GWh)

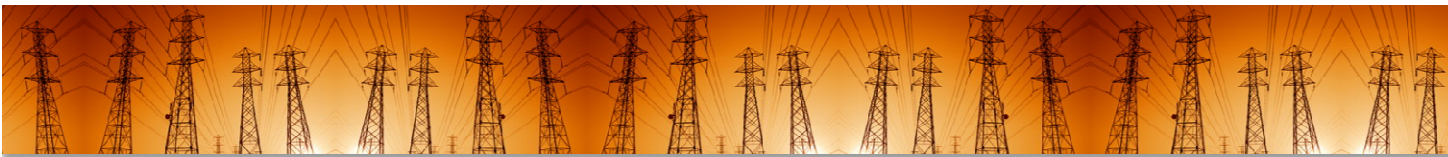
Participante de mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ALAS DORADAS	1.1	2.9	3.4	3.3	3.3	2.8	2.3	1.0	1.7	0.3			22.0
BOREALIS	0.9	5.2	0.6	0.8	3.3	5.0	5.3	3.2	3.7	5.0	2.9	4.4	40.1
CEL COM													-
CENER				0.0	0.4	1.3	1.2						2.9
COMERCIA	1.1	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.6	0.2	0.1		3.2
DEL ESTE	0.3	0.5											0.8
DELSUR	0.8	0.6	0.1	0.1	0.3	0.6	1.9	0.7	1.0	1.4	1.3	2.4	11.2
DUKE (COM)				1.6	2.8	0.4		7.4		2.2	3.9		18.3
EDECSA	4.0	8.3	6.7	3.2	3.5	12.4	18.4	11.9	10.7	34.0	18.6	14.1	145.8
CENERGICA	2.9	0.4	0.2	0.0	1.7	4.4	17.5	27.1	21.7	16.3	15.5	19.3	127.1
ELECTRONOVA	0.2	0.7	1.9	0.7	3.3	6.0	7.6	11.9	7.4	10.7	9.0	13.9	73.3
ENERSICA	6.0	2.8	3.4	0.2						0.2			12.5
EXCELERGY	4.6	2.6	2.6	1.8	3.8	4.6	8.9	21.9	17.4	24.5	24.8	19.7	137.2
GENERA													-
INE-COM													-
LAGEO													-
LYNX													-
MAGDALENA	2.1	1.2	0.6	0.0	0.7	1.9	1.4	2.8	4.5	1.8	1.3	1.2	19.6
MERELEC	5.0	3.3	5.0	3.8	2.7	7.1	12.1	10.5	28.4	12.4	41.4	30.0	161.5
ORIGEM	4.5	2.7				2.2	1.3	2.4	3.2	14.6	15.9	1.8	48.6
POLIWATT	3.1	4.6	3.9	2.7	2.7	6.0	15.1	18.0	15.2	13.8	18.9	16.9	121.0
SAN DIEGO							0.9		0.3	0.0			1.3
AESCLESA	0.7											1.2	1.9
EEO	0.1	5.5	0.7	1.3	1.8	3.8	4.0	3.4	3.8	3.8	5.3	3.2	36.7
TEXTUFIL	5.8	6.6	6.4	6.0	6.2	6.0	5.7	5.1	5.4	4.5	4.4	7.3	69.4
LAGEO (COM)											0.1	0.0	0.1
INFOTEKNE	0.8	1.8	0.2	0.5	0.9	1.1	0.7	0.7	0.6	0.2		0.2	7.8
TERMOPUERTO	0.1	0.1	0.1	0.4	0.6	0.3	0.2	0.2	0.5	0.2	0.4		3.1
ITECA										0.2			0.2
AGTI									0.0		0.1		0.1
SOLENER											0.0	0.1	0.2
ANTARES												0.1	0.1
<b>Total</b>	<b>44.1</b>	<b>50.1</b>	<b>36.0</b>	<b>26.5</b>	<b>37.9</b>	<b>65.8</b>	<b>104.6</b>	<b>128.6</b>	<b>126.0</b>	<b>146.2</b>	<b>163.8</b>	<b>135.9</b>	<b>1,065.7</b>

Cuadro No. 6  
Exportaciones (GWh)

mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
BOREALIS	0.9	0.2	2.3	1.7	1.2	0.2		0.4	0.6	0.3	0.1	0.0	8.0
CEL COM									1.6	0.0			1.6
DEL ESTE													-
DELSUR				0.1	0.6				0.2	0.1	0.2	0.0	1.1
DUKE (COM)													-
EDECSA	2.2	0.6	3.1	2.5	0.4	0.3	0.2	0.1		0.2			9.6
CENER	0.0			0.4	0.0								0.5
CENERGICA	1.7	0.9	0.1	2.3	0.1								5.1
EXCELERGY	1.1	0.5	5.3	1.0	0.5					0.3			8.7
LYNX													-
MAGDALENA	0.1	0.1	0.4	0.7	0.8	0.1	0.1	0.5	0.2	0.8	0.1	0.1	4.0
MERELEC	4.9	0.2	0.4	0.1	1.4	0.5	0.3	0.0	0.3	0.1	0.0		8.2
NEPO													-
COMERCIA	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4								0.9
ORIGEM	4.4		0.2										4.6
ENERSICA													-
CLESA	0.9												0.9
POLIWATT	0.2	0.3		2.9	0.8								4.2
ELECTRONOVA	1.3	0.6	1.4	1.1	0.5			0.1					5.0
EEO	0.5	0.1	0.2	0.1					0.0	0.0			0.9
INE-COM													-
LAGEO-COM										0.3	0.0		0.3
INFOTEKNE	0.4		0.3	0.0	0.0								0.7
SAN DIEGO	0.0												0.0
SOLENER												0.0	0.0
TERMOPUERTO	0.2	0.1	0.6	0.4	0.2			0.0					1.4
TEXTUFIL	2.6	1.4	1.9	5.0	0.8				0.2	0.0			11.8
<b>Total</b>	<b>21.4</b>	<b>5.0</b>	<b>16.4</b>	<b>18.6</b>	<b>7.6</b>	<b>1.1</b>	<b>0.5</b>	<b>1.2</b>	<b>3.1</b>	<b>2.0</b>	<b>0.4</b>	<b>0.1</b>	<b>77.4</b>

Gráfico No. 5





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

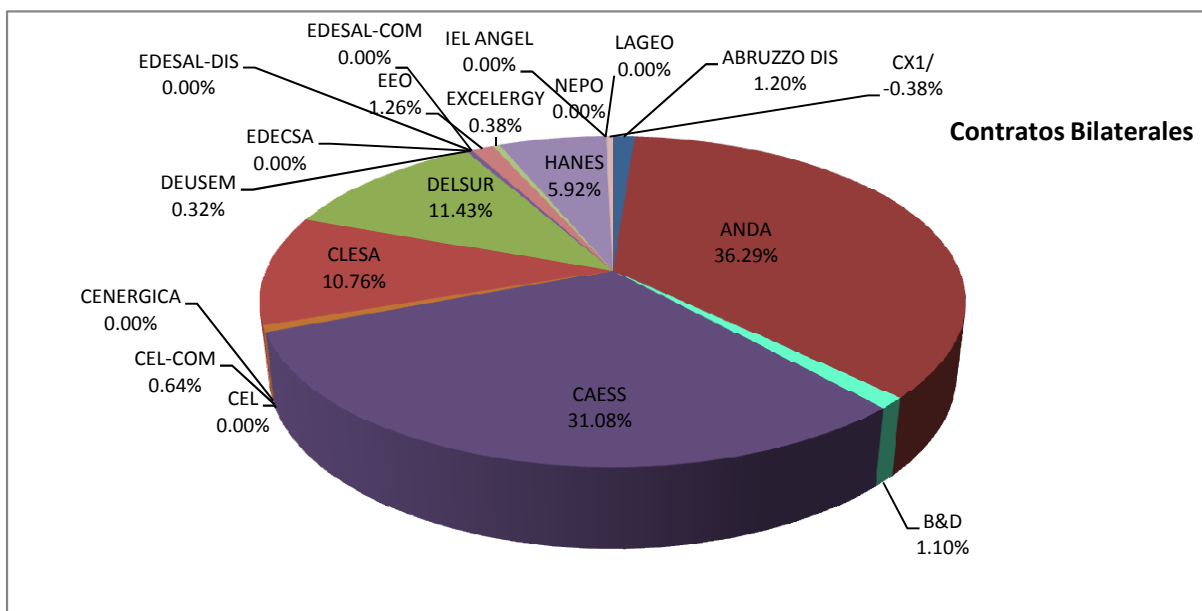
Cuadro No. 7

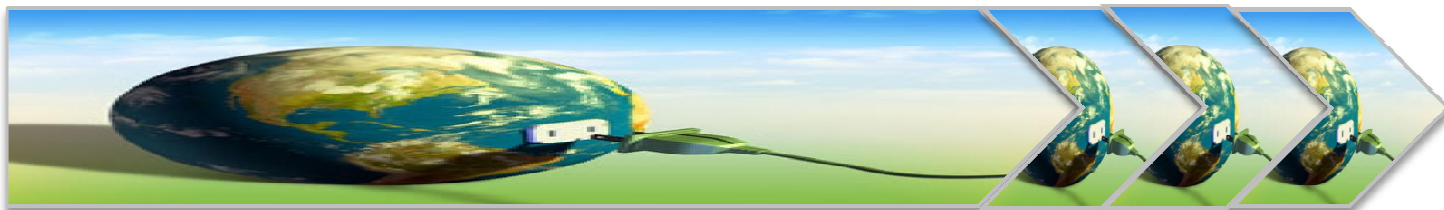
### Contratos (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
ABRUZZO DIS	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	1.3	1.4	1.4	1.3	1.4	1.3	1.4	11.0
ANDA	28.2	26.4	28.2	27.3	28.2	27.3	28.2	28.2	27.3	28.2	27.3	28.2	333.1
B&D	1.3	1.1	0.9	1.1	1.4	1.4	1.5	1.5					10.1
CAESS	26.9	22.7	24.3	23.5	24.3	23.5	24.3	24.3	23.5	22.8	22.1	22.8	285.3
CEL													0.0
CEL-COM	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	5.9
CENERGICA													0.0
CLESA	8.4	7.8	8.4	8.1	8.4	8.1	8.4	8.4	8.1	8.4	8.1	8.4	98.7
DELSUR	9.1	8.5	9.1	8.8	9.1	8.8	9.1	9.1	8.8	8.4	8.1	8.3	104.9
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													0.0
EDESAL-DIS													0.0
EDESAL-COM													0.0
EEO	1.0	0.9	1.0	0.9	1.0	0.9	1.0	1.0	0.9	1.0	0.9	1.0	11.5
EXCELERGY			3.5										3.5
HANES	4.8	4.9	4.2	5.0	5.1	4.9	5.2	4.8	4.4	5.1	5.0	0.8	54.4
IEL ANGEL													0.0
LAGEO													0.0
NEPO													0.0
CX <sup>1/</sup>			-3.5										-3.5
<b>Total</b>	<b>80.6</b>	<b>73.3</b>	<b>77.0</b>	<b>75.8</b>	<b>78.5</b>	<b>77.0</b>	<b>79.8</b>	<b>79.4</b>	<b>75.1</b>	<b>76.0</b>	<b>73.6</b>	<b>71.7</b>	<b>917.8</b>

1/ CX: Contratos de Exportación

Gráfico No. 6





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

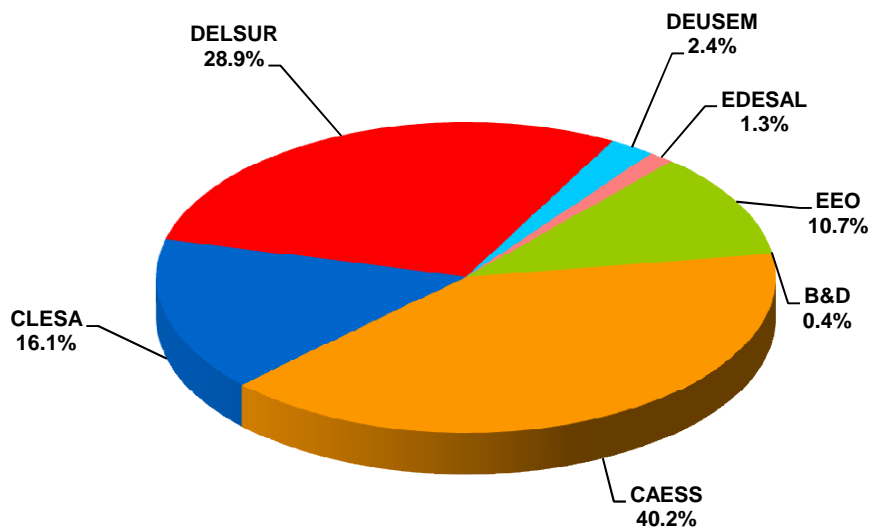
Cuadro No. 8

### Contratos (GWh)

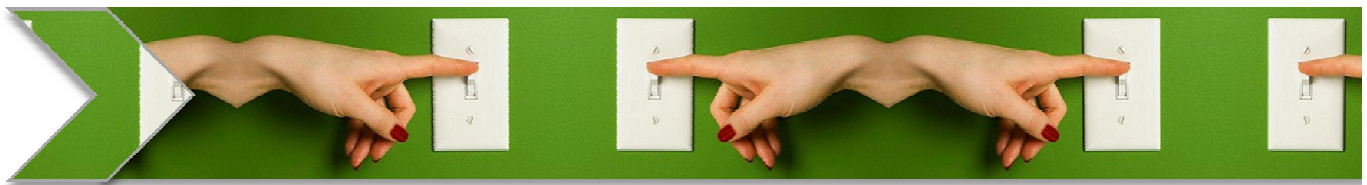
Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
<b>B&amp;D</b>	1.1	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9	0.9	1.0	1.0	1.7	<b>12.1</b>
<b>CAESS</b>	103.9	94.0	97.4	99.0	99.8	94.9	99.6	96.8	91.8	95.8	84.8	126.7	<b>1,184.6</b>
<b>CLESA</b>	41.4	36.9	39.5	38.1	39.2	37.1	39.0	37.8	35.7	37.0	36.1	56.7	<b>474.3</b>
<b>DELSUR</b>	75.8	67.6	71.1	68.5	72.6	69.1	71.8	70.1	67.5	70.2	55.9	91.5	<b>851.8</b>
<b>DEUSEM</b>	5.9	5.2	5.6	5.5	5.8	5.5	5.8	5.8	5.3	5.6	5.2	8.6	<b>69.7</b>
<b>EDESAL</b>	3.4	3.2	3.1	2.5	2.7	2.8	3.3	3.2	3.1	3.3	2.6	5.7	<b>39.0</b>
<b>EEO</b>	27.4	24.1	26.7	25.8	26.7	24.9	26.8	26.1	23.8	24.9	20.5	36.9	<b>314.7</b>
<b>Total</b>	<b>258.9</b>	<b>232.0</b>	<b>244.2</b>	<b>240.4</b>	<b>247.8</b>	<b>235.2</b>	<b>247.2</b>	<b>240.7</b>	<b>228.2</b>	<b>237.8</b>	<b>206.1</b>	<b>327.7</b>	<b>2,946.3</b>

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
<b>ABRUZZO-COM</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>0.0</b>
<b>ABRUZZO-DIS</b>	-0.1	0.2	0.7	0.7	0.8	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	<b>0.1</b>
<b>ALAS DORADAS</b>	4.0	3.8	4.1	4.0	4.0	4.0	4.1	3.7	4.0	4.1	4.0	3.6	<b>47.2</b>
<b>ANDA</b>	-5.0	-5.1	-3.7	-3.6	-2.4	-3.5	-5.9	-3.5	-5.6	-3.2	-2.5	-3.1	<b>-46.8</b>
<b>B&amp;D</b>	0.1	0.5	0.6	0.7	0.3	0.1	0.2	0.0	1.8	2.1	1.5	0.4	<b>8.5</b>
<b>BOREALIS</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>0.3</b>
<b>CAESS</b>	54.3	60.2	75.3	86.3	89.2	78.5	84.3	82.4	80.9	87.9	90.2	49.5	<b>919.1</b>
<b>CASSA</b>	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.2	0.0	<b>2.5</b>
<b>CEL</b>	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.3	0.6	0.7	0.7	<b>4.8</b>
<b>CEL-COM</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>0.0</b>
<b>CENER</b>													<b>0.0</b>
<b>CENERGICA</b>													<b>0.0</b>
<b>COMERCIA</b>													<b>0.0</b>
<b>CHAP</b>	0.1	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.3	0.0	<b>2.1</b>
<b>CLESA</b>	29.0	30.3	38.5	37.5	37.8	32.6	31.1	32.7	30.1	33.4	32.2	14.0	<b>379.2</b>
<b>DELSUR</b>	45.6	48.6	54.2	59.8	56.8	51.1	52.7	52.6	48.5	54.5	64.5	25.9	<b>614.7</b>
<b>DEUSEM</b>	6.0	6.4	7.4	7.5	7.9	6.7	6.8	6.8	6.5	6.6	6.5	3.9	<b>78.8</b>
<b>DUKE</b>	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	<b>2.7</b>
<b>DUKE (COM)</b>													<b>0.0</b>
<b>EDECSA</b>													<b>0.0</b>
<b>EDESAL-DIS</b>	4.0	4.1	4.6	6.2	6.2	5.9	3.2	4.7	4.7	5.2	5.3	1.1	<b>55.1</b>
<b>EDESAL-COM</b>	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	<b>4.4</b>
<b>EEO</b>	23.8	25.1	30.8	32.9	32.3	27.3	28.5	28.5	27.2	27.9	30.0	16.5	<b>330.8</b>
<b>EXCELERGY</b>	2.9	2.7	2.8	2.7	2.9	2.7	2.8	2.8	2.8	2.7	2.7	2.8	<b>33.4</b>
<b>GECSA</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>0.3</b>
<b>HANES</b>	1.1	1.2	1.1	0.9	1.1	0.9	1.4	1.3	1.1	1.0	-0.4	1.7	<b>12.3</b>
<b>HILCASA</b>	0.0		0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0		0.0	<b>0.0</b>
<b>HOLCIM</b>	1.0	1.0	1.0	1.2	0.6	1.0	1.5	1.9	1.7	2.2	0.9	0.1	<b>14.4</b>
<b>IEL ANGEL</b>	0.2	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.3	0.1	<b>2.6</b>
<b>INE</b>	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	<b>0.9</b>
<b>LAGEO</b>	1.0	0.9	1.0	1.3	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.1	1.0	1.0	<b>12.5</b>
<b>LYNX</b>							0.0	0.0					<b>0.0</b>
<b>MERELEC</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>0.0</b>
<b>NEPO</b>	0.5	0.4	0.4	0.2	0.1	0.2	0.5	0.6	0.7	0.2	0.4	0.4	<b>4.4</b>
<b>ORIGEM</b>													<b>0.0</b>
<b>RIO SOTO</b>													<b>0.0</b>
<b>TEXT</b>	0.1	0.1	0.1	0.2	0.5	0.3	0.1	0.1	0.1	0.4	0.3	0.1	<b>2.4</b>
<b>TPTO</b>	0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	<b>0.3</b>
<b>Total</b>	<b>169.6</b>	<b>181.8</b>	<b>220.1</b>	<b>239.9</b>	<b>241.0</b>	<b>210.5</b>	<b>213.9</b>	<b>217.4</b>	<b>207.3</b>	<b>228.3</b>	<b>238.3</b>	<b>119.2</b>	<b>2,487.1</b>

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	0.2	0.5	1.0	1.0	1.1	1.0	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	11.1
ALAS DORADAS	4.0	3.8	4.1	4.0	4.0	4.0	4.1	3.7	4.0	4.1	4.0	3.6	47.2
ANDA	23.2	21.3	24.5	23.7	25.8	23.8	22.3	24.7	21.7	25.0	24.8	25.1	286.2
B&D	2.5	2.5	2.4	2.7	2.6	2.5	2.7	2.4	2.7	3.1	2.5	2.0	30.7
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	185.1	177.0	197.1	208.9	213.3	197.0	208.2	203.5	196.2	206.5	197.2	199.0	2,389.0
CASSA	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.2	0.0	2.5
CEL	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.3	0.6	0.7	0.7	4.8
CEL-COM	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	5.9
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	1.0	1.0	1.2	0.6	1.0	1.5	1.9	1.7	2.2	0.9	0.1	14.4
CHAP	0.1	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.3	0.0	2.1
CLESA	78.7	75.1	86.3	83.7	85.4	77.8	78.4	78.8	73.9	78.8	76.4	79.0	952.3
DELSUR	130.5	124.7	134.3	137.1	138.5	129.0	133.6	131.7	124.8	133.1	128.5	125.7	1,571.4
DEUSEM	12.1	11.8	13.2	13.2	14.0	12.5	12.8	12.8	12.0	12.4	11.9	12.7	151.4
DUKE	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	2.7
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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EDESAL-DIS	7.4	7.4	7.7	8.7	8.9	8.7	6.5	7.9	7.9	8.5	7.8	6.7	94.1
EDESAL-COM	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	4.4
EEO	52.2	50.2	58.5	59.6	59.9	53.2	56.2	55.6	52.0	53.8	51.4	54.4	657.0
EXCELERGY	2.9	2.7	6.3	2.7	2.9	2.7	2.8	2.8	2.8	2.7	2.7	2.8	36.9
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	6.1	5.3	5.9	6.2	5.8	6.6	6.2	5.5	6.1	4.6	2.5	66.7
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	0.0
IEL ANGEL	0.2	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.3	0.1	2.6
INE	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.9
LAGEO	1.0	0.9	1.0	1.3	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.1	1.0	1.0	12.5
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	0.5	0.4	0.4	0.2	0.1	0.2	0.5	0.6	0.7	0.2	0.4	0.4	4.4
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	0.1	0.1	0.1	0.2	0.5	0.3	0.1	0.1	0.1	0.4	0.3	0.1	2.4
TPTO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.3
CX <sup>1/</sup>	0.0	0.0	-3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-3.5
<b>Total</b>	<b>509.1</b>	<b>487.0</b>	<b>541.3</b>	<b>556.0</b>	<b>567.3</b>	<b>522.7</b>	<b>540.9</b>	<b>537.5</b>	<b>510.6</b>	<b>542.1</b>	<b>518.0</b>	<b>518.6</b>	<b>6,351.2</b>

<sup>1/</sup> CX: Contratos de Exportación

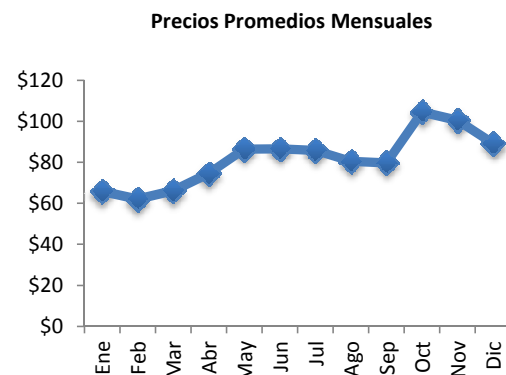


## VIII- Evolución de los precios en el MRS

Cuadro No. 11

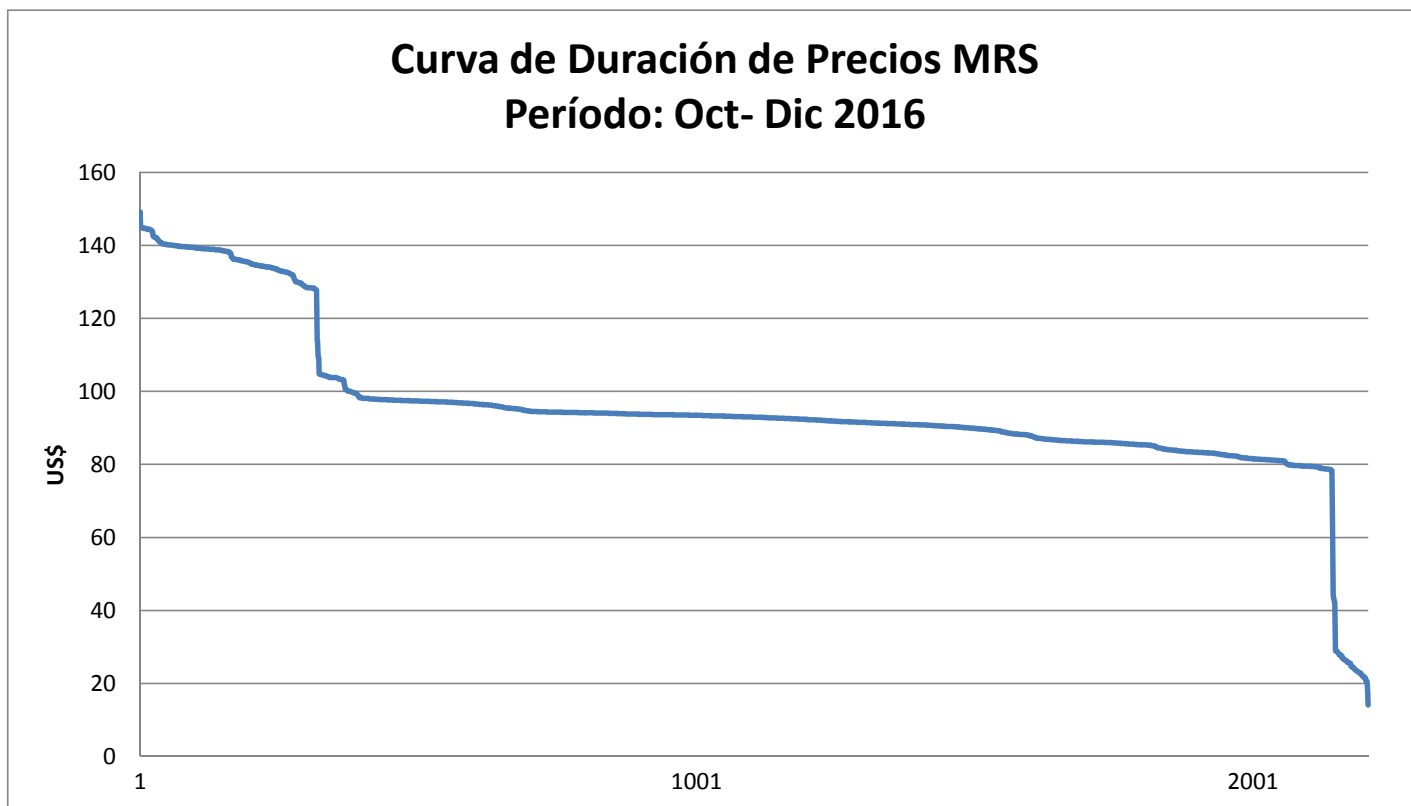
Mes	Promedio	Variaciones %			
		Mensual	Anual	Acumulada	Prom. Anual
Ene	65.85	-6.12	-44.77	-6.12	100.58
Feb	62.07	-5.75	-40.44	-11.52	97.07
Mar	66.10	6.50	-34.53	-5.77	94.16
Abr	74.53	12.74	-33.90	6.24	90.98
May	86.45	16.01	-25.12	23.24	88.56
Jun	86.52	0.07	-27.22	23.33	85.86
Jul	85.72	-0.92	-34.93	22.20	82.03
Ago	80.45	-6.15	-35.70	14.68	78.31
Sep	79.72	-0.90	-18.90	13.65	76.76
Oct	104.55	31.13	24.34	49.03	78.47
Nov	100.36	-4.01	26.24	43.06	80.21
Dic	89.22	-11.09	27.19	27.19	81.80

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)

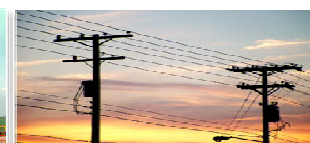
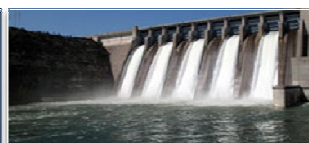
Gráfico No. 9



## IX- Comercializadores

Cuadro No. 12

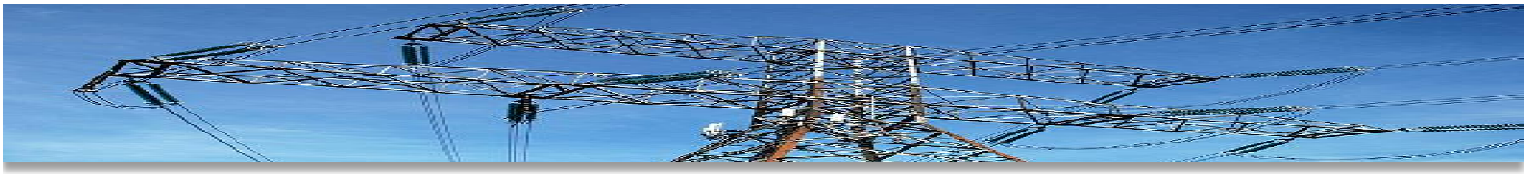
Participante de Mercado	Inyecciones (GWh)												Total
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Excelergy S.A.	4.6	2.6	2.6	1.8	3.8	4.6	8.9	21.9	17.4	24.5	24.8	19.7	137.2
CEL - Comercializadora													0.0
LAGEO (COM)											0.1	0.0	0.1
Poliwatt El Salvador S.A.	3.1	4.6	3.9	2.7	2.7	6.0	15.1	18.0	15.2	13.8	18.9	16.9	121.0
CENERGICA	2.9	0.4	0.2	0.0	1.7	4.4	17.5	27.1	21.7	16.3	15.5	19.3	127.1
MERELEC	5.0	3.3	5.0	3.8	2.7	7.1	12.1	10.5	28.4	12.4	41.4	30.0	161.5
ORIGEM S.A. de C.V.	4.5	2.7				2.2	1.3	2.4	3.2	14.6	15.9	1.8	48.6
DUKE (COM)				1.6	2.8	0.4		7.4		2.2	3.9		18.3
LYNX													0.0
TEXTUFIL	6.2	6.9	7.2	10.0	21.3	9.8	10.3	7.9	6.8	17.7	12.2	11.5	127.9
INE S.A. DE C.V. (COM)													0.0
BOREALIS	1.0	5.2	0.6	0.9	3.7	5.2	5.3	3.2	3.7	6.9	4.3	4.4	44.2
GECSA	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	0.5		0.0	0.0	1.9	1.2	0.7	6.3
HILCASA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1			0.0	0.0	0.1			0.3
LA CABAÑA	3.8	2.1	6.8	9.4	6.2						7.0	5.9	41.2
CENER				0.0	0.4	1.3	1.2						2.9
CHAPARRASTIQUE	22.9	21.6	26.5	21.7						0.0	10.0	20.1	122.8
ENERSICA, S.A. DE C.V.	6.0	2.8	3.4	0.2						0.2			12.5
ELECTRONOVA	0.2	0.7	1.9	0.7	3.3	6.0	7.6	11.9	7.4	10.7	9.0	13.9	73.3
SAN DIEGO							0.9		0.3	0.0			1.3
EDECSA	4.0	8.3	6.7	3.2	3.5	12.4	18.4	11.9	10.7	34.0	18.6	14.1	145.8
COMERCIA	1.1	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.6	0.2	0.1		3.2
INFOTEKNE	0.8	1.8	0.2	0.5	0.9	1.1	0.7	0.7	0.6	0.2		0.2	7.8
GENERA													0.0
DEL ESTE	0.3	0.5		3.3									4.1
ALAS DORADAS	1.1	2.9	3.4	0.0	3.3	2.8	2.3	1.0	1.7	0.3			18.7
Magdalena Energy, S.A. de C.V.	2.1	1.2	0.6		0.7	1.9	1.4	2.8	4.5	1.8	1.3	1.2	19.6
ITECA										0.2			0.2
Termopuerto Comercializador						0.3	0.2	0.2	0.5	0.2	0.4		1.7
AGTI, S.A. de C.V.									0.0		0.1		0.1
SOLENER											0.0	0.1	0.2
ANTARES												0.1	0.1
<b>Total</b>	<b>69.6</b>	<b>67.9</b>	<b>69.3</b>	<b>60.1</b>	<b>59.0</b>	<b>66.0</b>	<b>103.4</b>	<b>127.2</b>	<b>122.6</b>	<b>158.3</b>	<b>184.5</b>	<b>160.0</b>	<b>1,247.8</b>



## 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.	3.9	3.2	8.1	3.7	3.4	2.7	2.8	2.8	2.8	3.1	2.7	2.8	42.1
CEL - Comercializadora	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	2.1	0.5	0.5	0.5	7.5
LAGEO (COM)										0.3	0.0		0.3
POLIWATT	0.2	0.3		2.9	0.8								4.2
CENERGICA	1.7	0.9	0.1	2.3	0.1								5.1
MERELEC	4.9	0.2	0.4	0.1	1.4	0.5	0.3	0.0	0.3	0.1	0.0	0.0	8.2
ORIGEM	4.4		0.2										4.6
DUKE (COM)													0.0
LYNX							0.0	0.0					0.0
TEXTUFIL	2.7	1.5	2.1	5.2	1.2	0.3	0.1	0.1	0.1	0.5	0.3	0.1	14.0
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	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	4.4
INE S.A. DE C.V. (COM)													0.0
BOREALIS	1.0	0.2	2.4	1.8	1.2	0.3	0.0	0.4	0.7	0.3	0.1	0.0	8.3
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
LA CABAÑA													0.0
CENER	0.0			0.4	0.0								0.5
CHAPARRASTIQUE	0.1	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.3	0.0	2.1
ENERSICA													0.0
ELECTRONOVA	1.3	0.6	1.4	1.1	0.5			0.1					5.0
SAN DIEGO	0.0												0.0
EDECSA	2.2	0.6	3.1	2.5	0.4	0.3	0.2	0.1		0.2			9.6
COMERCIA	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4								0.9
INFOTEKNE	0.4		0.3	0.0	0.0								0.7
GENERA													0.0
DEL ESTE													0.0
ALAS DORADAS	4.0	3.8	4.1	4.0	4.0	4.0	4.1	3.7	4.0	4.1	4.0	3.6	47.2
RIO SOTO													0.0
MAGDALENA	0.1	0.1	0.4	0.7	0.8	0.1	0.1	0.5	0.2	0.8	0.1	0.1	4.0
Termopuerto Comercializador								0.0	0.2				0.2
AGTI, S.A. de C.V.									0.0				0.0
SOLENER, S.A. de C.V.												0.0	0.0
<b>Total</b>	<b>27.9</b>	<b>12.4</b>	<b>23.5</b>	<b>26.0</b>	<b>15.3</b>	<b>9.2</b>	<b>8.7</b>	<b>9.0</b>	<b>10.9</b>	<b>10.6</b>	<b>8.4</b>	<b>7.7</b>	<b>169.4</b>



## X- Energía no servida y Pérdidas de transmisión

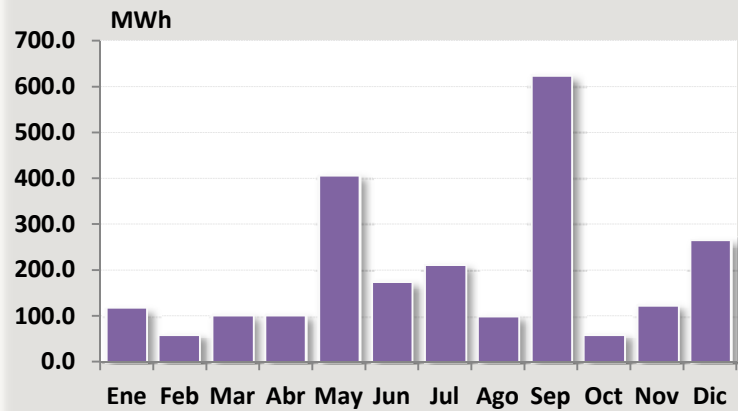
Cuadro No. 14

Gráfico No. 10

### Energía no Servida

Mes	MWh	% Var. Mensual
Ene	118.1	0.0%
Feb	61.9	-47.6%
Mar	104.0	67.9%
Abr	104.2	0.2%
May	405.8	289.5%
Jun	176.6	-56.5%
Jul	212.1	20.1%
Ago	101.6	-52.1%
Sep	624.0	514.3%
Oct	62.5	-90.0%
Nov	125.4	100.6%
Dic	266.2	112.3%
<b>Total</b>	<b>2,362.5</b>	

### Energía no Servida



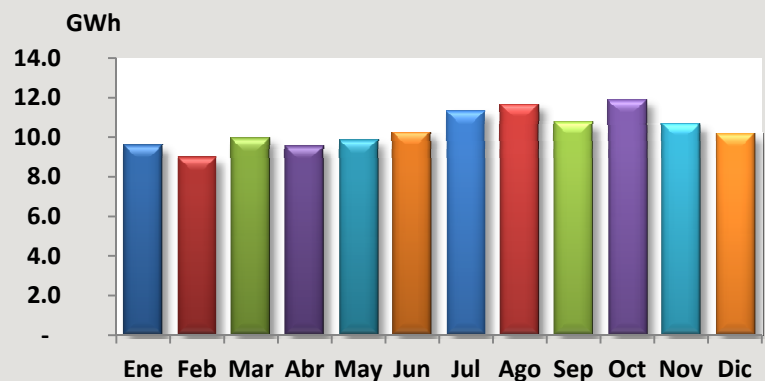
Cuadro No. 15

Gráfico No. 11

### Pérdida de Trasmisión

Mes	GWh	% Var. Mensual
Ene	9.6	0.0%
Feb	8.9	-6.4%
Mar	9.9	10.8%
Abr	9.5	-3.9%
May	9.8	3.3%
Jun	10.2	4.1%
Jul	11.3	10.1%
Ago	11.6	3.2%
Sep	10.7	-7.8%
Oct	11.9	10.6%
Nov	10.6	-10.3%
Dic	10.1	-4.9%
<b>Total</b>	<b>124.2</b>	

### Pérdidas de Trasmisión











## 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
Origem	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
	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
<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
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
<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
Textufil	Textufil	0.1	0.0	0.1	0.2	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0	0.4	0.2	0.1	1.9
	Soyapango	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.1</b>	<b>0.1</b>	<b>0.1</b>	<b>0.2</b>	<b>0.5</b>	<b>0.3</b>	<b>0.1</b>	<b>0.1</b>	<b>0.1</b>	<b>0.4</b>	<b>0.3</b>	<b>0.1</b>	<b>2.4</b>
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
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
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	0.2	0.2	0.3	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.3	0.2	2.9
	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
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.4</b>	<b>0.4</b>	<b>0.4</b>	<b>0.3</b>	<b>0.4</b>	<b>0.4</b>	<b>0.3</b>	<b>0.3</b>	<b>0.4</b>	<b>0.4</b>	<b>0.4</b>	<b>0.4</b>	<b>0.4</b>
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
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.3</b>
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
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.3</b>
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	0.0
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
Chap	Chaparrastique	0.1	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.3	0.0	2.1
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.1</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.4</b>	<b>0.3</b>	<b>0.0</b>	<b>2.1</b>
Cel	15 de Septiembre	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.2	0.2	1.5
	5 de Noviembre	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	1.7
	Cerrón Grande	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.2
	Guajoyo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.4
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.4</b>	<b>0.3</b>	<b>0.3</b>	<b>0.3</b>	<b>0.3</b>	<b>0.3</b>	<b>0.3</b>	<b>0.3</b>	<b>0.4</b>	<b>0.3</b>	<b>0.6</b>	<b>0.7</b>	<b>4.8</b>
Nejapa	Nejapa	0.5	0.4	0.4	0.2	0.1	0.2	0.5	0.6	0.7	0.2	0.4	0.4	4.4
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.5</b>	<b>0.4</b>	<b>0.4</b>	<b>0.2</b>	<b>0.1</b>	<b>0.2</b>	<b>0.5</b>	<b>0.6</b>	<b>0.7</b>	<b>0.2</b>	<b>0.4</b>	<b>0.4</b>	<b>4.4</b>
Duke	Acajutla	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	1.6
	Soyapango	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.0
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.3</b>	<b>0.3</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>2.7</b>
LaGeo	Ahuachapán	1.0	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	1.0	12.0
	Berlín	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.6
	<b>Sub-Total</b>	<b>1.0</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0</b>	<b>1.3</b>	<b>1.1</b>	<b>1.1</b>	<b>1.0</b>	<b>1.0</b>	<b>1.0</b>	<b>1.1</b>	<b>1.0</b>	<b>1.0</b>	<b>12.5</b>



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

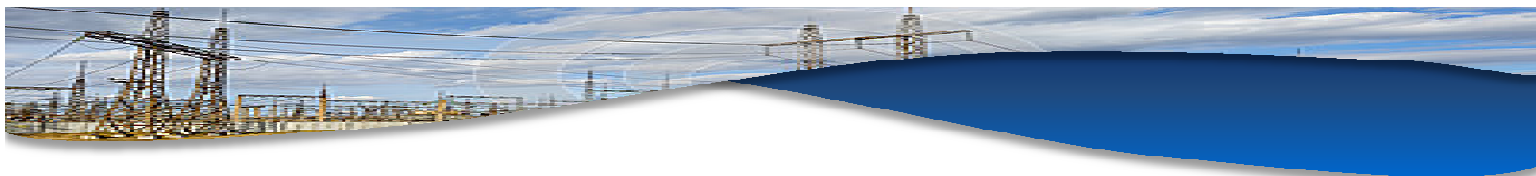
Cuadro No. 16

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	1.0	1.0	1.2	0.6	1.0	1.5	1.9	1.7	2.2	0.9	0.1	14.4
	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
	<b>Sub-Total</b>	<b>1.0</b>	<b>1.0</b>	<b>1.0</b>	<b>1.2</b>	<b>0.6</b>	<b>1.0</b>	<b>1.5</b>	<b>1.9</b>	<b>1.7</b>	<b>2.2</b>	<b>0.9</b>	<b>0.1</b>	<b>14.4</b>
Cassa	Sonsonate	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.2	0.0	2.5
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.2</b>	<b>0.4</b>	<b>0.4</b>	<b>0.3</b>	<b>0.3</b>	<b>0.4</b>	<b>0.4</b>	<b>0.2</b>	<b>0.0</b>	<b>2.5</b>
INE	Talnique	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.9
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.1</b>	<b>0.1</b>	<b>0.1</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.1</b>	<b>0.1</b>	<b>0.1</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.1</b>	<b>0.9</b>
El Angel	El angel	0.2	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.3	0.1	2.6
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.2</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.1</b>	<b>0.3</b>	<b>0.3</b>	<b>0.3</b>	<b>0.3</b>	<b>0.3</b>	<b>0.4</b>	<b>0.3</b>	<b>0.1</b>	<b>2.6</b>
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
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
ANDA	Nejapa	18.1	16.5	18.7	18.0	19.4	17.9	17.0	18.9	17.0	19.1	18.8	18.9	218.3
	Santa Ana	5.1	4.8	5.8	5.7	6.4	5.8	5.3	5.8	4.7	6.0	6.1	6.2	67.6
	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	0.3
	<b>Sub-Total</b>	<b>23.2</b>	<b>21.3</b>	<b>24.5</b>	<b>23.7</b>	<b>25.8</b>	<b>23.8</b>	<b>22.3</b>	<b>24.7</b>	<b>21.7</b>	<b>25.0</b>	<b>24.8</b>	<b>25.1</b>	<b>286.2</b>
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
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
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
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
Hanesbrands	Opico	5.9	6.1	5.3	5.9	6.2	5.8	6.6	6.2	5.5	6.1	4.6	2.5	66.7
	<b>Sub-Total</b>	<b>5.9</b>	<b>6.1</b>	<b>5.3</b>	<b>5.9</b>	<b>6.2</b>	<b>5.8</b>	<b>6.6</b>	<b>6.2</b>	<b>5.5</b>	<b>6.1</b>	<b>4.6</b>	<b>2.5</b>	<b>66.7</b>
Termopuerto	Termopuerto	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.3
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.1</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.1</b>	<b>0.3</b>
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	0.2	0.5	1.0	1.0	1.1	1.0	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	11.1
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.2</b>	<b>0.5</b>	<b>1.0</b>	<b>1.0</b>	<b>1.1</b>	<b>1.0</b>	<b>1.1</b>	<b>1.0</b>	<b>1.0</b>	<b>1.0</b>	<b>1.0</b>	<b>1.1</b>	<b>11.1</b>
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
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
Alas Doradas	Talnique	4.0	3.8	4.1	4.0	4.0	4.0	4.1	2.3	4.0	3.3	0.0	0.0	37.5
	San Matias	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	0.8	4.0	3.6	9.7
	<b>Sub-Total</b>	<b>4.0</b>	<b>3.8</b>	<b>4.1</b>	<b>4.0</b>	<b>4.0</b>	<b>4.0</b>	<b>4.1</b>	<b>3.7</b>	<b>4.0</b>	<b>4.1</b>	<b>4.0</b>	<b>3.6</b>	<b>47.2</b>
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
	<b>Sub-Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>509.1</b>	<b>487.0</b>	<b>541.3</b>	<b>556.0</b>	<b>567.3</b>	<b>522.7</b>	<b>540.9</b>	<b>537.5</b>	<b>510.6</b>	<b>542.1</b>	<b>518.0</b>	<b>518.6</b>	<b>6351.193</b>

<sup>2/</sup> Valores corresponden al consumo propio

<sup>3/</sup> 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(*)	9	7	7	0	7	0	2	2	3	10	4	12	<b>63</b>
Líneas de 115 kV	13	9	12	19	21	30	34	24	38	29	22	13	<b>264</b>
Circuitos de 46 kV	45	67	72	76	151	150	163	125	141	96	117	118	<b>1,321</b>
Circuitos de 34.5 kV	8	4	2	7	5	5	6	4	10	0	2	6	<b>59</b>
Circuitos de 23 kV	9	11	37	17	5	18	26	11	16	10	19	18	<b>197</b>
<b>TOTALES</b>	<b>84</b>	<b>98</b>	<b>130</b>	<b>119</b>	<b>189</b>	<b>203</b>	<b>231</b>	<b>166</b>	<b>208</b>	<b>145</b>	<b>164</b>	<b>167</b>	<b>1,904</b>

(\*) 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	1	2	1	7	6	12	13	14	23	11	3	5	<b>98</b>
Mantenimiento en líneas de transmisión a 115 kV	12	7	11	12	14	17	21	10	15	18	19	8	<b>164</b>
Aperturas por otras causas en L.T. a 115 kV.	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	<b>2</b>
Fallas en líneas de transmisión a 230 kV Internas (1)	0	2	4	0	1	0	0	0	0	1	0	1	<b>9</b>
Mantenimientos en líneas de transmisión a 230 kV Internas (1)	2	1	3	0	1	0	1	0	0	0	1	1	<b>10</b>
Aperturas por otras causas en L.T. a 230 kV Internas (3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	<b>2</b>
Fallas en líneas de interconexión (2)	4	0	0	0	0	0	1	2	2	2	0	4	<b>15</b>
Mantenimientos en líneas de interconexión (2)	2	4	0	0	5	0	0	0	1	1	1	4	<b>18</b>
Aperturas por otras causas en líneas de interconexión (3)	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6	2	0	<b>9</b>
Fallas de circuitos de distribución	41	56	77	59	104	123	135	104	134	69	80	73	<b>1,055</b>
Mantenimientos en circuitos de distribución	21	26	34	41	57	50	60	36	33	37	58	69	<b>522</b>
<b>TOTALES</b>	<b>84</b>	<b>98</b>	<b>130</b>	<b>119</b>	<b>189</b>	<b>203</b>	<b>231</b>	<b>166</b>	<b>208</b>	<b>145</b>	<b>164</b>	<b>167</b>	<b>1,904</b>

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

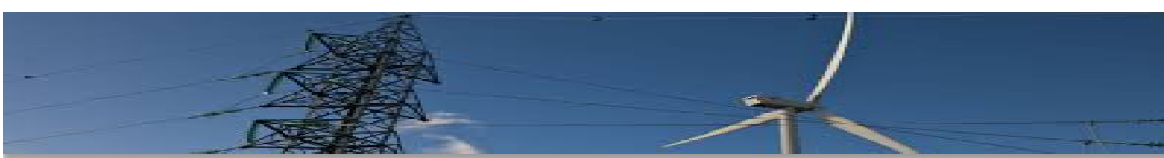
También se han observado y se incluyen aquí eventos de aperturas por protección de sobre voltaje en Honduras o bien aperturas en Guatemala por oscilaciones en el sistema interconectado de Centroamérica.



## XII- Interrupciones de servicio

Cuadro No. 19

RESPONSABLE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ABRUZZO	1	1	2	1		1		2				1	9
ANDA	3	1	8	2	6	5	3	1	1	2		1	33
B&D		1	7	1		2	2	2	4				19
CAESS	5	11	11	14	11	14	18	15	18	16	4	6	143
CASSA			3		2					1	1		7
CEL				1						2			3
HOLCIM			1	2	3	1	3		4		1		15
CLESA	10	23	31	16	24	43	28	23	26	10	23	39	296
DELSUR	15	17	24	16	42	51	39	39	37	33	41	35	389
EEO	13	16	8	28	23	34	74	39	34	24	23	30	346
DEUSEM		2		2	2	6	8	9		4	6	4	43
EDESAL	1	2			6	3	9	5		2	1	3	32
ETESAL	26	17	26	35	66	38	45	27	60	40	57	29	466
NEJAPA POWER													0
HANES	3	1	3	1		2		1	1			3	15
INGENIO CHAPARRASTIQUE						1				1			2
INGENIO EL ANGEL						1							1
UT												2	2
LAGEO												1	1
DUKE ENERGY												2	2
INE													0
TERMOPUERTO						1			1			3	5
GUATEMALA	2	1								3	3	2	11
HONDURAS	1				1				9			2	13
NICARAGUA									13		2		15
COSTA RICA													0
PANAMA								3				2	5
EPR	4	5	6		3		2			1		2	23
EOR										6	2		8
<b>TOTALES</b>	<b>84</b>	<b>98</b>	<b>130</b>	<b>119</b>	<b>189</b>	<b>203</b>	<b>231</b>	<b>166</b>	<b>208</b>	<b>145</b>	<b>164</b>	<b>167</b>	<b>1,904</b>



### XIII- Límites de voltaje

Cuadro No. 20

FRECUENCIA DE VIOLACIONES A LOS LIMITES DE VOLTAJE EN BARRAS Resumen Enero a Diciembre 2016					
SUBESTACION	VOLTAJES	LIMITES	DEMANDAS		
			MIN	MED	MAX
NVO. CUSCATLAN	23	>1.05	14	13	0
		<0.95	0	0	0
NEJAPA	23	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SAN ANTONIO	23	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SAN BARTOLO	23	>1.05	20	12	5
		<0.95	0	0	0
SOYAPANGO	23	>1.05	139	61	8
		<0.95	0	0	0
ACAJUTLA	34.5	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	1	0
ATEOS	34.5	>1.05	0	0	0
		<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	1	4	1
AHUACHAPAN	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
ATEOS	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
CERRON GRANDE	46	>1.05	10	11	2
		<0.95	0	0	0
GUAJOYO	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
OPICO	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
OZATLAN	46	>1.05	7	2	0
		<0.95	0	0	0
PEDREGAL	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SANTA ANA	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SAN MIGUEL	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SONSONATE	46	>1.05	1	3	0
		<0.95	0	0	0
SOYAPANGO	46	>1.05	338	172	109
		<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	0	0
TECOLUCA	46	>1.05	1	3	0
		<0.95	0	0	0
TALNIQUE	46	>1.05	10	7	2
		<0.95	0	0	0
LA UNIÓN	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	1
SAN MATIAS	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0

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

XIV - Cuadro de Mantenimientos Programados

Cuadro No. 21  
SEMANA 20 DE 2016 - SEMANA 19 DE 2017

PLANTA/UNIDAD	PROGRAMADO	DURACIÓN	REPROGRAMADO	DURACIÓN	EJECUTADO	DURACIÓN	MOTIVO			
CEL	<b>GUAJOYO</b>									
	UNIDAD 1	17-abr-17	06-may-17	20 días			Mantenimiento mayor de equipo generador			
	<b>CERRON GRANDE</b>									
	UNIDAD 1	04-jun-16	25-jun-16	22 días		04-jun-16	27-jun-16	24 días	Mantenimiento mayor de unidad generadora	
	UNIDAD 2	01-jul-16	05-jul-16	5 días				5 días	Inspección del rodete de turbina	
	<b>5 DE NOVIEMBRE</b>									
	UNIDAD 1	16-ene-17	31-ene-17	16 días					Mantenimiento mayor de unidad generadora	
	UNIDAD 3	13-mar-17	28-mar-17	16 días					Mantenimiento mayor de unidad generadora	
	UNIDADES 1 a 5	02-abr-17 08:00	02-abr-17 14:59	7 horas					Cero voltaje en SNOV por trabajo de ETESAL	
	UNIDAD 4	03-abr-17	12-abr-17	10 días					Inspección del generador	
<b>15 DE SEPTIEMBRE</b>										
UNIDAD 2	06-feb-17	26-feb-17	21 días					Mantenimiento mayor de unidad generadora		
UNIDAD 1	01-mar-17	05-mar-17	5 días					Inspección del rodete de la turbina		
<b>AHUACHAPAN</b>										
UNIDAD 1	17-jul-16 11:00	17-jul-16 18:59	8 horas			17-jul-16	17-jul-16	8 horas	Cero voltaje en AHUA por trabajo de ETESAL	
UNIDAD 2 y 3	17-jul-16 06:00	17-jul-16 13:59	8 horas			17-jul-16 06:00	17-jul-16 13:59	8 horas	Cero voltaje en AHUA por trabajo de ETESAL	
UNIDAD 3	18-sep-16 08:00	18-oct-16 15:59	28 días	03-nov-16 08:00	27-nov-16 15:59	24 días	03-nov-16 08:00	27-nov-16 15:02	24 días	Mantenimiento mayor
<b>BERLIN</b>										
UNIDAD 3	22-ago-16	15-sep-16	25 días	03-oct-16	27-oct-16	25 días	03-oct-16	24-oct-16	25 días	Mantenimiento mayor
UNIDAD 4	17-oct-16	06-nov-16	21 días	02-ene-17	22-ene-17	21 días				Mantenimiento mayor
UNIDAD 1	17-oct-16	06-nov-16	21 días	02-ene-17	22-ene-17	21 días				Mantenimiento mayor
UNIDAD 3	29-oct-16 05:00	30-oct-16 20:59	40 horas	07-ene-17 19:00	08-ene-17 20:59	40 horas				Mantenimiento en subestación
UNIDAD 2	30-oct-16 00:00	30-oct-16 17:59	18 horas	08-ene-17 00:00	08-ene-17 17:59	18 horas				Mantenimiento en subestación
<b>ACAJUTLA</b>										
MOTOR 2	09-may-16	02-jun-16	25 días	19-oct-16	12-nov-16	25 días	19-oct-16 00:05	10-nov-16 19:42	23 días	Mantenimiento de 84,000 horas
MOTOR 1	13-jul-16	16-ago-16	35 días	29-ago-16	02-oct-16	35 días	29-ago-16	01-oct-16	33 días	Mantenimiento de 96,000 horas
MOTOR 3	31-ago-16	04-oct-16	35 días	09-may-16	02-jun-16	35 días	09-may-16	01-jun-16	24 días	Mantenimiento de 96,000 horas
UNIDAD 4	26-sep-16	31-oct-16	36 días							Mantenimiento mayor
MOTOR 9	19-ago-16	13-sep-16	15 días							Mantenimiento de 84,000 horas
MOTORES 1 a 9, UI,UZ, U4 y U5	04-dic-16 08:00	04-dic-16 15:59	10 horas	19-jul-16	06-ago-16	25 días	19-jul-16	09-ago-16	22 días	Cero voltaje en ACAI por trabajos de ETESAL
MOTORES 1 a 9, UI,UZ, U4 y U5	11-dic-16 06:00	11-dic-16 15:59	10 horas							Cero voltaje en ACAI por trabajos de ETESAL
UNIDAD 5	09-nov-16	08-dic-16	30 días							Mantenimiento mayor
UNIDADES 1 y 2	15-ene-17 08:00	15-ene-17 14:59	7 horas							Cero voltaje en ACAI por trabajos de ETESAL
UNIDAD 2	30-ene-17	30-abr-17	91 días							Mantenimiento mayor
<b>SOYAPANGO</b>										
MOTORES 1 A 3	05-jun-16 08:00	05-jun-16 15:59	8 horas	Será reprogramado por ETESAL						Cero voltaje en barra de 23kV de SOYA por trabajos de ETESAL
MOTOR 3	15-oct-16 00:00	12-nov-16 23:59	29 días				15-oct-16	11-nov-16	28 días	Mantenimiento de 32,000 horas
MOTORES 1 A 3	04-dic-16 08:00	04-dic-16 13:59	6 horas							Cero voltaje en barra de 23kV de SOYA por trabajos de ETESAL
<b>NEJAPA POWER</b>										
MOTOR 25	16-may-16	05-jun-16	21 días	13-feb-17	05-mar-17	20 días				Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTOR 9	16-may-16	05-jun-16	21 días				16-may-16	04-jun-16	19 días	Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTORES 9 A 17	23-jul-16 07:00	24-jul-16 23:59	43 horas				23-jul-16 07:00	24-jul-16 15:57	1 día	Reemplazo de transformador de tierra de fase 1 (47.7 MW indisponibles)
MOTOR 11	18-jul-16	07-ago-16	21 días	16-ene-17	05-feb-17	20 días				Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTOR 24	18-jul-16	07-ago-16	21 días				18-jul-16	29-jul-16	10 días	Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTOR 2	08-ago-16	28-ago-16	21 días	05-dic-16	25-dic-16	21 días	05-dic-16	20-dic-16	16 días	Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTOR 21	08-ago-16	28-ago-16	21 días	19-sep-16	09-oct-16	21 días	19-sep-16	04-oct-16	16 días	Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTOR 20	29-ago-16	11-sep-16	14 días	Será reprogramado por NEPO						Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTOR 14	12-sep-16	02-oct-16	21 días	Será reprogramado por NEPO						Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTOR 7	03-oct-16	23-oct-16	21 días	29-ago-16	18-sep-16	21 días	29-ago-16	10-sep-16	19 días	Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTOR 23	03-oct-16	23-oct-16	21 días	Será reprogramado por NEPO						Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTOR 19	24-oct-16	13-nov-16	21 días	10-oct-16	30-oct-16	21 días	10-oct-16	28-oct-16	19 días	Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTOR 16	24-oct-16	13-nov-16	21 días	Será reprogramado por NEPO						Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTOR 18	14-nov-16	04-dic-16	21 días	08-ago-16	28-ago-16	21 días	08-ago-16	20-ago-16	13 días	Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTOR 5	14-nov-16	04-dic-16	21 días	reprogramado por NEPO						Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTORES 1 A 17	30-nov-16	31-ene-17	63 días	26-dic-16	31-dic-16	6 días				Reemplazo de láminas de tanque diario Fase 1 (90.1 MW indisponibles)
MOTOR 1	05-dic-16	25-dic-16	21 días	10-abr-17	16-abr-17	7 días				Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTOR 16	05-dic-16	25-dic-16	21 días							Mantenimiento mayor de motor y generador
MOTORES 18 A 27	14-ene-17 05:00	15-ene-17 16:59	36 horas	14-nov-16	04-dic-16	21 días	14-nov-16	29-nov-16	16 días	Mantenimiento mayor de motor y generador
NEPO PLANTA	15-ene-17 05:00	15-ene-17 16:59	12 horas							Cambio de cables de 13.8 kV de transformador 115/13.8 kV T04 y mantenimiento a
<b>TALNIQUE</b>										
MOTOR 5	14-may-16	03-jun-16	21 días	22-oct-16	11-nov-16	21 días	INE realizó el manto durante restricción de generación por falla de TX2			Mantenimiento mayor de 48,000 horas
MOTOR 8	02-jul-16	21-jul-16	21 días	07-ene-17	27-ene-17	21 días				Mantenimiento mayor de 48,000 horas
MOTOR 6	13-ago-16	02-sep-16	21 días	25-feb-17	17-mar-17	21 días				Mantenimiento mayor de 48,000 horas
MOTOR 7	24-sep-16	14-oct-16	21 días	08-abr-17	28-abr-17	21 días				Mantenimiento mayor de 48,000 horas
MOTOR 1	07-ene-17	27-ene-17	21 días	INE informa que reprogramará este mantenimiento en el siguiente periodo PAMM						Mantenimiento mayor de 72,000 horas
MOTORES 1 a 3	22-ene-17 07:00	22-ene-17 15:59	9 horas							Mantenimiento mayor a transformador de fase 1
MOTORES 4 a 9	29-ene-17 07:00	29-ene-17 15:59	9 horas							Mantenimiento mayor a transformador de fase 2
MOTOR 3	25-feb-17	17-mar-17	21 días	INE informa que reprogramará este mantenimiento en el siguiente periodo PAMM						Mantenimiento mayor de 72,000 horas
TALNIQUE PLANTA	30-abr-17 07:00	30-abr-17 15:59	9 horas							Cero voltaje en subestación por indisponibilidad de líneas ATEO-TALN (por cercanía y cambio de conductor en línea NCUS-ATEO) y SANT-TALN (conexión de nueva subestación El Volcán)
<b>TERMOPUERTO</b>										
MOTORES 1 A 4	04-dic-16 05:00	04-dic-16 15:59	11 horas							Mantenimiento en subestación
MOTORES 1 A 4	04-dic-16 06:00	04-dic-16 15:59	10 horas							Cero voltaje en ACAI por trabajos de ETESAL
MOTORES 1 A 4	11-dic-16 06:00	11-dic-16 15:59	10 horas							Cero voltaje en ACAI por trabajos de ETESAL
<b>TEXTUJIL</b>										
MOTOR 1	24-sep-16	03-oct-16	10 días				24-sep-16	28-sep-16	5 días	Mantenimiento de 7,500 horas
MOTOR 5	08-oct-16	19-oct-16	12 días				08-oct-16	11-oct-16	4 días	Mantenimiento de 45,000 horas
MOTOR 6	22-oct-16	31-oct-16	10 días				22-oct-16	28-oct-16	6 días	Mantenimiento de 7,500 horas
MOTOR 7	26-nov-16	05-dic-16	10 días				26-nov-16	05-dic-16	10 días	Mantenimiento de 7,500 horas
<b>GECSA</b>										
MOTORES 1 A 3	29-may-16 08:00	29-may-16 19:59	12 horas	22-may-16 08:00	22-may-16 19:59	12 horas	22-may-16 08:01	22-may-16 17:27	12 horas	Mantenimiento en subestación
<b>BOREALIS</b>										
MOTOR 6	18-may-16	01-jun-16	15 días	Suspendido a solicitud de BORE						Mantenimiento de 6,000 horas
MOTORES 1 a 8	29-oct-16	07-nov-16	10 días	Suspendido a solicitud de BORE. Pendiente de reprogramar						Mantenimiento en subestación
MOTOR 7	31-ago-16	14-sep-16	15 días	Suspendido a solicitud de BORE						Mantenimiento de 6,000 horas

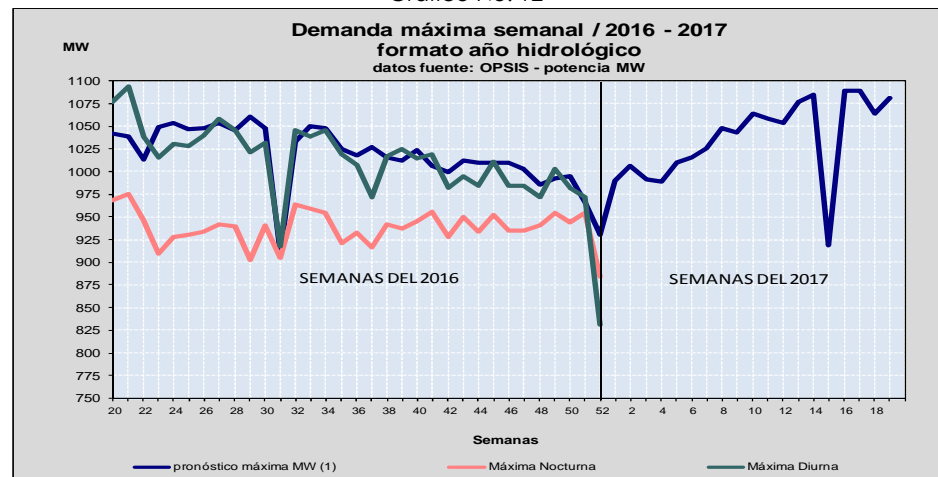
## XV- Demanda máxima coincidental por recurso

Cuadro No. 22

Demanda máxima coincidental por recurso												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
DIA DEL MES	27	24	29	22	25	30	7	25	29	12	11	7
	14:30:00	14:30:00	15:00:00	14:30:00	15:00:00	14:30:00	14:30:00	14:30:00	14:30:00	14:30:00	14:30:00	14:30:00
RECURSO	Miércoles	Miércoles	Martes	Viernes	Miércoles	Jueves	Jueves	Jueves	Jueves	Miércoles	Viernes	Miércoles
GUAJOYO	14	15	12	12	10	0	0	0	0	0	0	0
HOLCIM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CERRON GRANDE	79	151	60	143	126	133	84	140	76	0	0	0
5 DE NOVIEMBRE	79	72	61	80	79	67	82	80	121	69	15	15
15 DE SEPTIEMBRE	114	89	133	90	131	89	86	85	163	157	89	61
AHUACHAPAN	73	73	72	73	68	75	74	73	74	74	50	75
BERLIN	100	101	100	91	95	98	97	98	99	60	96	100
ACAJUTLA	132	139	130	155	151	156	137	135	122	151	139	124
SOYAPANGO	15	0	15	14	15	0	10	0	0	14	10	0
NEJAPA POWER	19	83	130	132	122	113	128	130	30	124	132	96
CASSA	26	0	24	0	0	0	0	0	0	0	20	26
TEXTUFIL	0	0	40	41	34	0	34	18	15	36	37	7
TALNIQUE	87	95	94	94	95	81	96	79	47	47	45	93
GECSA	0	0	0	0	11	0	0	0	0	7	7	3
BOREALIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0
HILCASA	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
TERMOPUERTO	70	53	70	70	70	72	71	52	70	70	69	68
INGENIO EL ANGEL	55	0	28	0	0	0	0	0	0	0	0	40
INGENIO LA CABAÑA	3	3	0	3	13	0	0	0	0	0	11	13
INGENIO CHAPARRASTIQUE	35	33	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IMPORTACION NETA(*)	66	103	23	73	73	157	159	154	206	209	279	281
EXPORTACION NETA (*)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>DEMANDA NACIONAL</b>	<b>967</b>	<b>1,008</b>	<b>1,028</b>	<b>1,073</b>	<b>1,093</b>	<b>1,040</b>	<b>1,058</b>	<b>1,045</b>	<b>1,025</b>	<b>1,019</b>	<b>1,011</b>	<b>1,003</b>

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

Gráfico No. 12



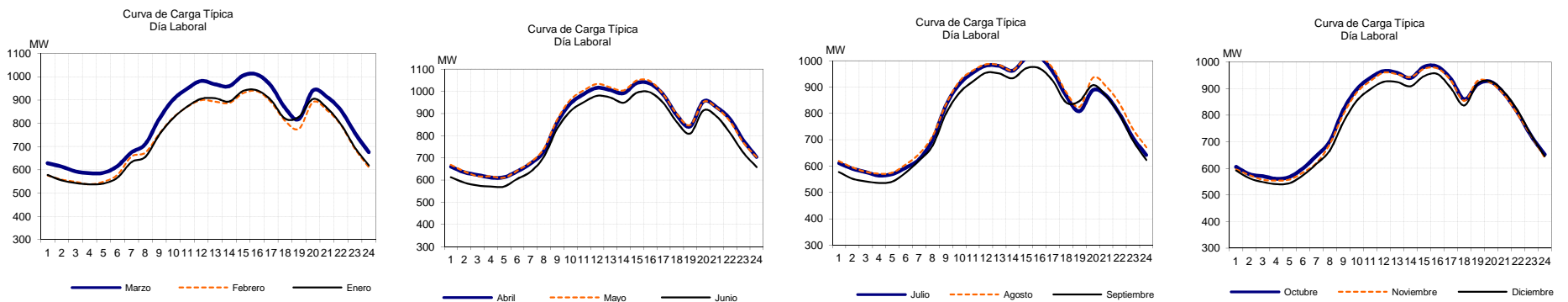
## XVI- Curvas típicas de carga

### Día Laboral

Cuadro No. 23  
Curvas típicas de carga (MW)

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	578	575	629	661	669	613	611	619	577	606	596	592
2	555	558	614	635	640	589	590	595	552	578	574	563
3	543	548	594	624	618	576	577	578	542	571	557	549
4	538	537	586	612	617	571	564	571	536	561	554	541
5	542	549	587	613	611	571	570	575	541	568	558	545
6	567	578	616	640	643	606	594	606	575	601	585	575
7	633	657	675	676	681	638	626	646	621	648	621	618
8	656	674	711	731	742	706	700	713	677	703	693	669
9	752	756	820	861	873	832	830	833	798	820	804	775
10	823	825	902	946	962	911	911	921	877	898	886	855
11	872	870	949	989	1004	951	954	962	920	940	928	898
12	905	899	982	1016	1033	980	981	986	954	966	960	926
13	907	893	968	1006	1017	972	980	983	951	959	954	925
14	894	887	960	992	1004	949	962	963	933	940	943	909
15	939	929	1005	1038	1049	994	1009	1012	971	981	974	947
16	941	937	1010	1034	1045	995	1013	1016	971	983	976	955
17	899	890	961	983	984	946	958	971	923	937	931	903
18	820	810	867	893	897	861	867	880	841	860	854	837
19	828	776	818	842	848	810	808	824	847	916	929	918
20	905	891	941	955	952	914	888	935	907	925	921	927
21	866	856	914	928	925	886	867	902	865	879	874	886
22	795	792	857	876	864	812	798	836	795	807	802	817
23	696	690	759	780	769	723	708	740	696	721	722	725
24	619	610	676	704	703	659	642	671	623	652	640	646

Gráfico No. 13





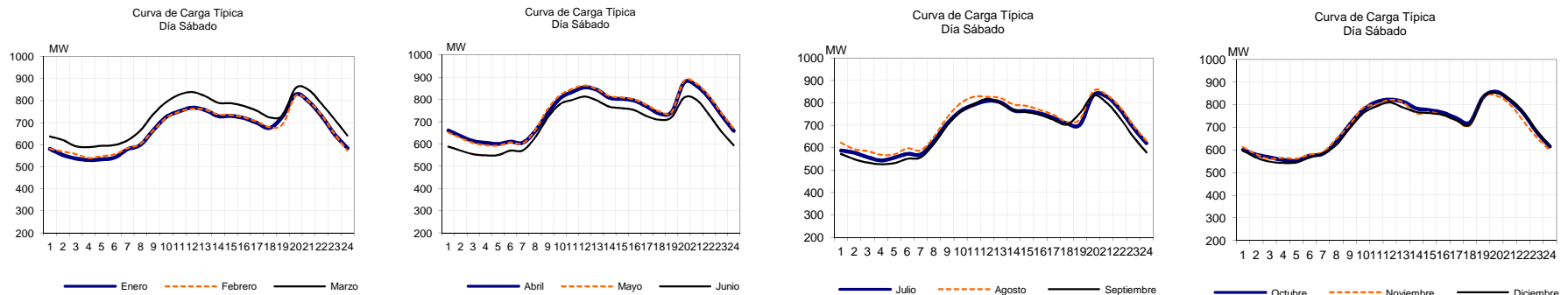
## XVI- Curvas típicas de carga

### Día Sábado

Cuadro No. 24  
Curvas típicas de carga (MW)

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	581	581	638	661	652	589	587	622	572	601	614	598
2	554	569	622	635	627	571	577	594	548	580	581	566
3	538	557	593	613	605	555	557	585	533	568	561	549
4	531	539	590	605	595	550	543	569	526	556	566	543
5	534	548	595	600	593	551	555	570	530	553	562	545
6	542	556	599	610	607	571	572	597	550	576	581	567
7	579	584	620	606	603	572	570	589	556	584	592	586
8	600	603	665	659	662	630	629	648	617	638	650	623
9	667	665	739	738	757	718	708	736	699	713	712	696
10	726	722	793	806	819	780	763	798	761	778	787	762
11	751	750	827	835	848	799	791	827	794	813	802	793
12	768	762	839	855	863	814	809	827	818	824	822	810
13	757	759	821	843	845	796	802	821	798	814	811	788
14	730	737	790	808	815	768	766	793	767	785	762	768
15	731	734	788	803	809	762	763	786	758	777	769	763
16	721	723	775	795	800	753	752	768	746	765	754	755
17	700	705	754	769	775	726	732	747	724	741	730	731
18	676	679	724	737	747	710	708	715	703	722	709	712
19	731	693	734	744	743	721	703	728	755	834	834	833
20	828	822	857	877	883	809	833	853	832	858	840	852
21	795	797	849	862	871	800	828	835	800	821	803	825
22	730	734	786	808	816	734	771	781	732	765	729	767
23	647	649	716	731	740	658	690	700	649	682	657	685
24	585	573	642	659	669	595	620	630	578	616	599	618

Gráfico No. 14





## XVI- Curvas típicas de carga

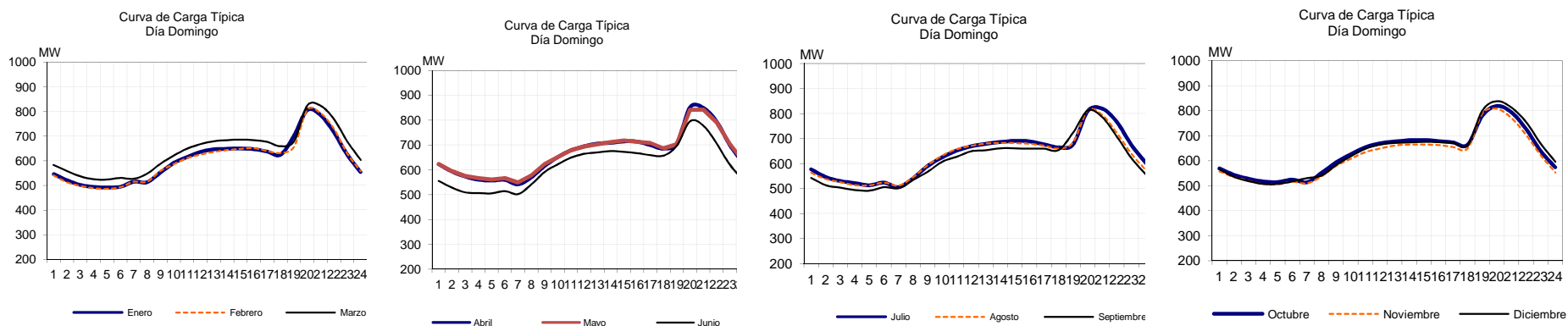
### Día Domingo

Cuadro No. 25

Curvas típicas de carga (MW)

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	546	540	583	622	624	556	577	563	542	569	557	566
2	521	512	559	593	595	529	546	538	513	544	535	535
3	501	498	537	573	576	510	530	526	503	528	520	518
4	493	488	526	561	567	507	522	514	494	517	507	507
5	491	485	524	557	562	506	513	513	491	515	506	507
6	494	492	531	560	567	515	524	524	505	525	516	517
7	515	514	527	541	550	503	506	512	501	514	510	530
8	513	514	548	570	578	542	541	546	534	552	538	541
9	552	558	588	616	624	592	590	594	567	594	580	583
10	591	585	621	651	652	623	625	632	607	626	608	618
11	615	610	649	679	679	650	652	658	627	654	635	648
12	636	624	667	695	695	665	669	671	649	670	649	665
13	646	635	679	706	703	671	679	680	653	677	661	671
14	648	643	683	709	712	676	686	683	661	682	665	674
15	650	648	686	715	718	673	691	682	661	683	665	676
16	647	650	683	714	713	668	689	679	659	679	663	675
17	637	639	676	700	709	660	677	672	659	674	655	671
18	624	631	659	685	687	658	665	660	654	665	650	662
19	701	656	679	707	703	698	677	686	724	780	789	801
20	805	806	824	853	842	796	810	812	812	819	808	839
21	785	792	823	850	843	779	820	794	785	794	771	813
22	715	729	768	795	793	708	767	722	707	727	703	755
23	625	628	678	700	705	622	675	639	621	639	622	668
24	554	557	604	626	637	561	602	573	555	574	553	596

Gráfico No. 15





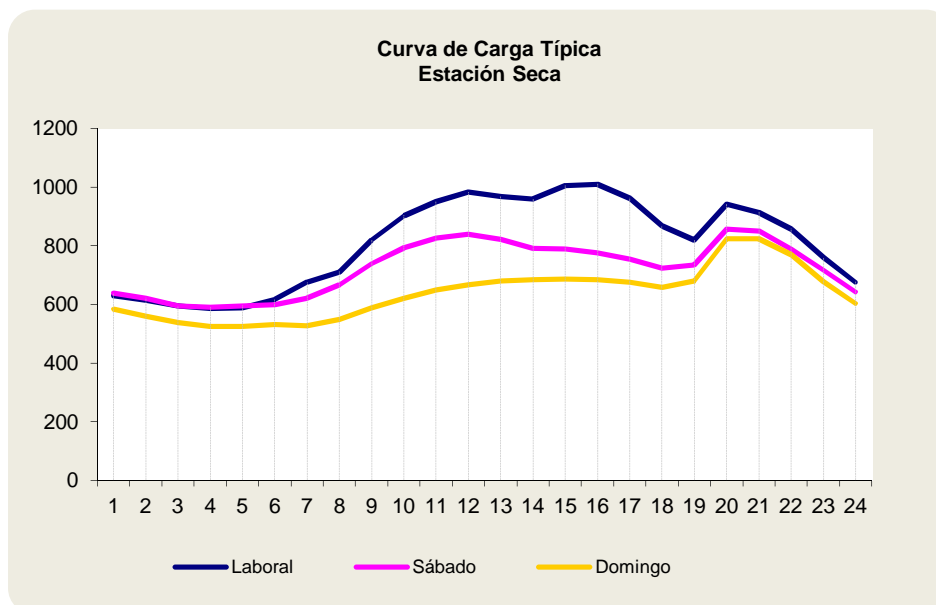
## XVI- Curvas típicas de carga estación seca

Cuadro No. 26

Hora	Laboral	Sábado	Domingo
1	629	638	583
2	614	622	559
3	594	593	537
4	586	590	526
5	587	595	524
6	616	599	531
7	675	620	527
8	711	665	548
9	820	739	588
10	902	793	621
11	949	827	649
12	982	839	667
13	968	821	679
14	960	790	683
15	1005	788	686
16	1010	775	683
17	961	754	676
18	867	724	659
19	818	734	679
20	941	857	824
21	914	849	823
22	857	786	768
23	759	716	678
24	676	642	604

Nota: corresponde al mes de Marzo 2016

Gráfico No. 16





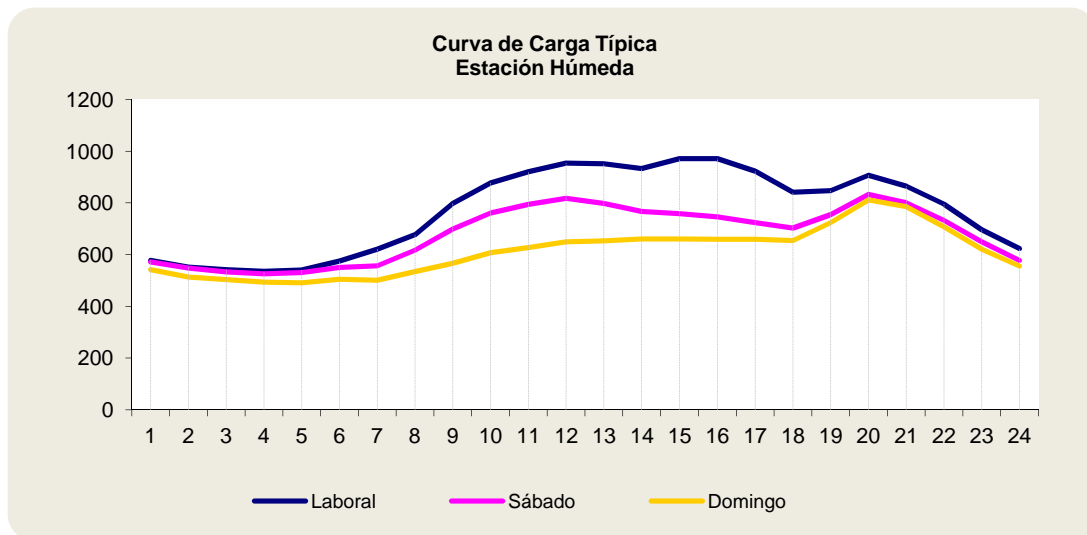
## XVI- Curvas típicas de carga estación húmeda

Cuadro No. 27

Hora	Laboral	Sábado	Domingo
1	577	572	542
2	552	548	513
3	542	533	503
4	536	526	494
5	541	530	491
6	575	550	505
7	621	556	501
8	677	617	534
9	798	699	567
10	877	761	607
11	920	794	627
12	954	818	649
13	951	798	653
14	933	767	661
15	971	758	661
16	971	746	659
17	923	724	659
18	841	703	654
19	847	755	724
20	907	832	812
21	865	800	785
22	795	732	707
23	696	649	621
24	623	578	555

Nota: corresponde al período Septiembre-2016

Gráfico No. 17





## XVII - Déficit de Reserva de Potencia

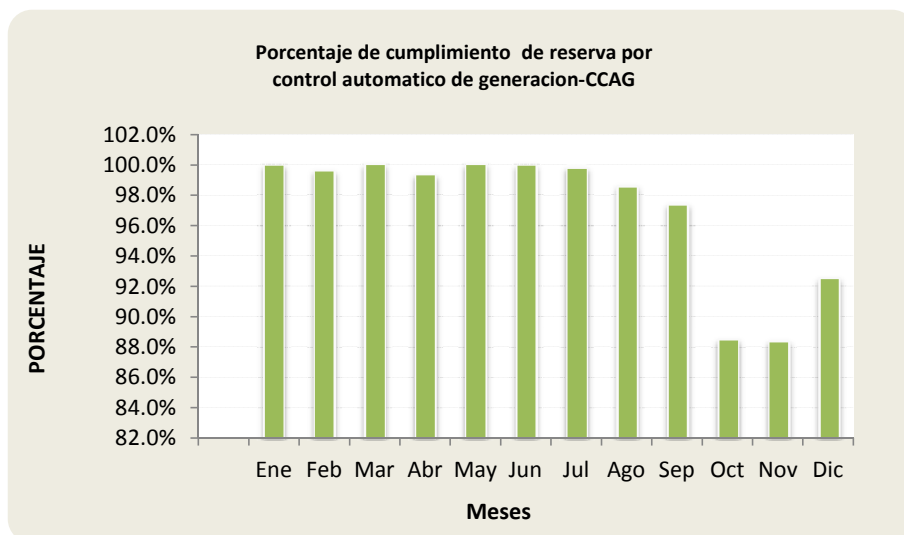
Cuadro No. 28

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

Mes	% de cumplimiento
Ene	99.96%
Feb	99.59%
Mar	100.00%
Abr	99.33%
May	100.00%
Jun	99.95%
Jul	99.78%
Ago	98.57%
Sep	97.36%
Oct	88.49%
Nov	88.35%
Dic	92.52%
<b>PROMEDIO</b>	<b>96.99%</b>
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
<b>Enero</b>	\$296,699.75	\$434,389.82	\$3,648,684.57	-\$146.07	\$0.00	\$520,289.56
<b>Febrero</b>	\$265,586.51	\$388,553.07	\$3,266,067.48	-\$479.19	\$0.00	\$438,611.90
<b>Marzo</b>	\$312,153.18	\$456,674.03	\$3,838,724.10	-\$4,599.72	\$0.00	\$544,750.72
<b>Abril</b>	\$321,111.91	\$470,525.56	\$3,948,894.75	-\$11,003.34	\$0.00	\$602,184.56
<b>Mayo</b>	\$321,318.09	\$470,739.15	\$3,951,430.30	-\$1,945.15	\$0.00	\$735,414.15
<b>Junio</b>	\$293,332.95	\$428,942.12	\$3,607,281.21	\$423.00	\$0.00	\$764,082.56
<b>Julio</b>	\$303,536.32	\$443,394.62	\$3,732,757.73	-\$14,316.23	\$0.00	\$833,076.54
<b>Agosto</b>	\$302,241.28	\$441,100.80	\$3,716,831.90	-\$4,672.29	\$0.00	\$798,120.33
<b>Septiembre</b>	\$288,319.25	\$420,643.95	\$3,545,624.83	-\$2,774.26	\$0.00	\$735,356.86
<b>Octubre</b>	\$305,990.45	\$445,620.55	\$3,762,937.64	\$43,090.81	\$0.00	\$1,082,867.05
<b>Noviembre</b>	\$290,551.45	\$424,489.74	\$3,573,075.47	-\$24,330.56	\$0.00	\$942,509.68
<b>Diciembre</b>	\$290,286.55	\$424,758.49	\$3,569,817.82	-\$43,348.01	\$0.00	\$789,050.92
<b>TOTAL</b>	<b>\$3,591,127.69</b>	<b>\$5,249,831.89</b>	<b>\$44,162,127.81</b>	<b>-\$64,101.01</b>	<b>\$0.00</b>	<b>\$8,786,314.82</b>

<sup>1/</sup> Valores sin IVA

Cuadro No. 29-A

Meses	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	TOTAL
<b>Enero</b>	\$9,323.31	\$4,571.42	\$19,317.44	\$0.00	\$828,968.24	\$5,762,098.04
<b>Febrero</b>	\$11,076.72	\$4,413.78	\$20,628.56	\$0.00	\$807,576.96	\$5,202,035.79
<b>Marzo</b>	\$13,955.42	\$4,571.42	\$23,065.12	\$0.00	\$794,201.38	\$5,983,495.65
<b>Abril</b>	\$13,624.67	\$4,571.42	\$62,545.44	\$0.00	\$778,655.28	\$6,191,110.25
<b>Mayo</b>	\$13,817.34	\$4,571.42	\$137,620.51	\$0.00	\$813,081.91	\$6,446,047.73
<b>Junio</b>	\$13,193.86	\$4,571.42	\$53,021.07	\$0.00	\$802,671.52	\$5,967,519.73
<b>Julio</b>	\$17,444.19	\$4,571.42	\$58,436.86	\$0.00	\$812,234.38	\$6,191,135.83
<b>Agosto</b>	\$23,976.59	\$4,571.42	\$47,175.81	\$0.00	\$802,585.85	\$6,131,931.69
<b>Septiembre</b>	\$22,654.22	\$4,571.42	\$51,589.86	\$0.00	\$666,191.87	\$5,732,178.01
<b>Octubre</b>	\$16,349.22	\$4,571.42	\$498,251.07	\$0.00	\$694,447.93	\$6,854,126.14
<b>Noviembre</b>	\$19,008.25	\$4,571.42	\$280,073.01	\$0.00	\$698,249.09	\$6,208,197.56
<b>Diciembre</b>	\$16,968.27	\$4,571.42	\$278,186.13	\$0.00	\$713,024.02	\$6,043,315.60
<b>TOTAL</b>	<b>\$191,392.06</b>	<b>\$54,699.41</b>	<b>\$1,529,910.90</b>	<b>\$0.00</b>	<b>\$9,211,888.43</b>	<b>\$72,713,192.00</b>

<sup>1/</sup> Valores calculados según el ROBCP.



## XIX -Monto de Servicios Auxiliares

Cuadro No. 30

Meses	Control Automático de Generación CAG
<b>Enero</b>	\$400,127.17
<b>Febrero</b>	\$377,120.18
<b>Marzo</b>	\$396,863.65
<b>Abril</b>	\$444,725.73
<b>Mayo</b>	\$605,596.27
<b>Junio</b>	\$522,532.70
<b>Julio</b>	\$721,040.02
<b>Agosto</b>	\$841,627.85
<b>Septiembre</b>	\$888,092.39
<b>Octubre</b>	\$650,636.10
<b>Noviembre</b>	\$492,509.98
<b>Diciembre</b>	\$376,582.50
<b>TOTAL</b>	<b>\$6,717,454.53</b>

## XX -Costo de Racionamiento<sup>1/</sup>

Semana ROBCP	Costo de Racionamiento	Semana ROBCP	Costo de Racionamiento
1	\$274.45	27	\$219.88
2	\$274.45	28	\$219.88
3	\$274.45	29	\$219.88
4	\$274.45	30	\$219.88
5	\$272.07	31	\$217.89
6	\$272.07	32	\$217.89
7	\$272.07	33	\$217.89
8	\$272.07	34	\$217.89
9	\$272.07	35	\$217.89
10	\$271.94	36	\$217.89
11	\$271.94	37	\$218.13
12	\$271.94	38	\$218.13
13	\$271.94	39	\$218.13
14	\$270.89	40	\$218.13
15	\$270.89	41	\$219.18
16	\$234.13	42	\$219.18
17	\$234.13	43	\$219.18
18	\$234.29	44	\$219.18
19	\$234.29	45	\$219.18
20	\$234.29	46	\$219.23
21	\$234.29	47	\$219.23
22	\$234.29	48	\$219.23
23	\$235.39	49	\$219.23
24	\$219.81	50	\$219.52
25	\$219.81	51	\$219.52
26	\$219.81	52	\$219.52

<sup>1/</sup> 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](mailto:conciliacion@ut.com.sv) [www.ut.com.sv](http://www.ut.com.sv)

