

BOLETÍN ESTADÍSTICO

Gerencia de Conciliación de Transacciones

29%



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 Siste	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	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	
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

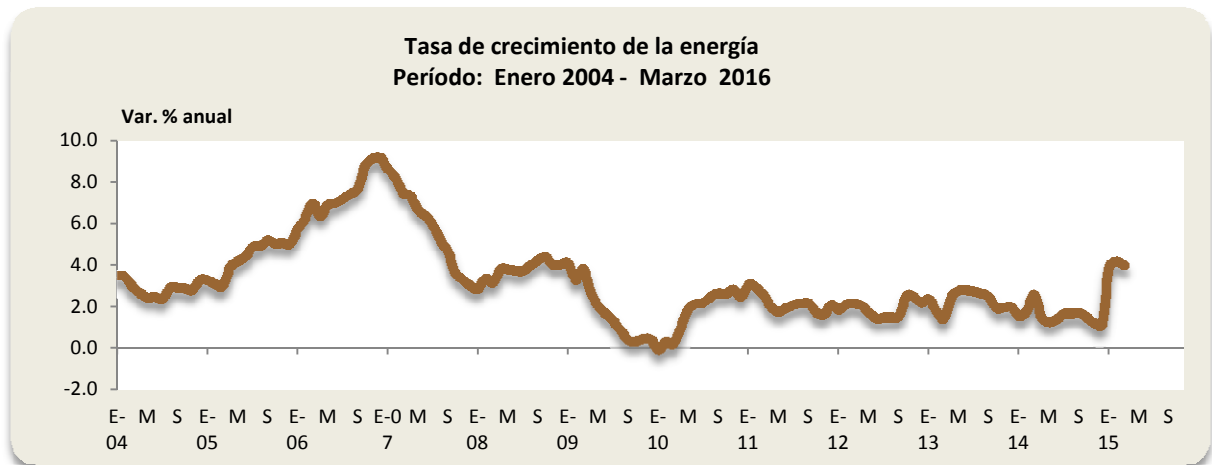
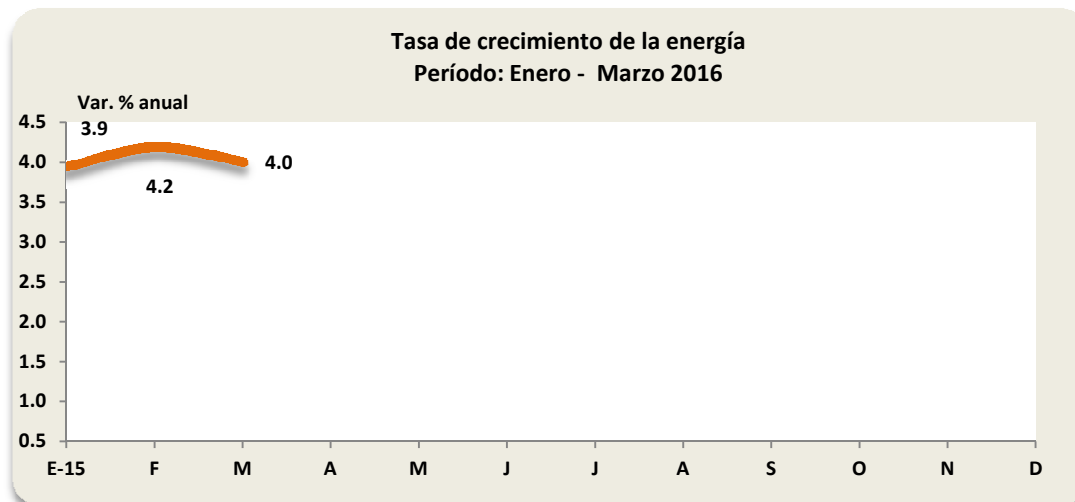


Gráfico No. 2





II- Inyección por planta (GWh)

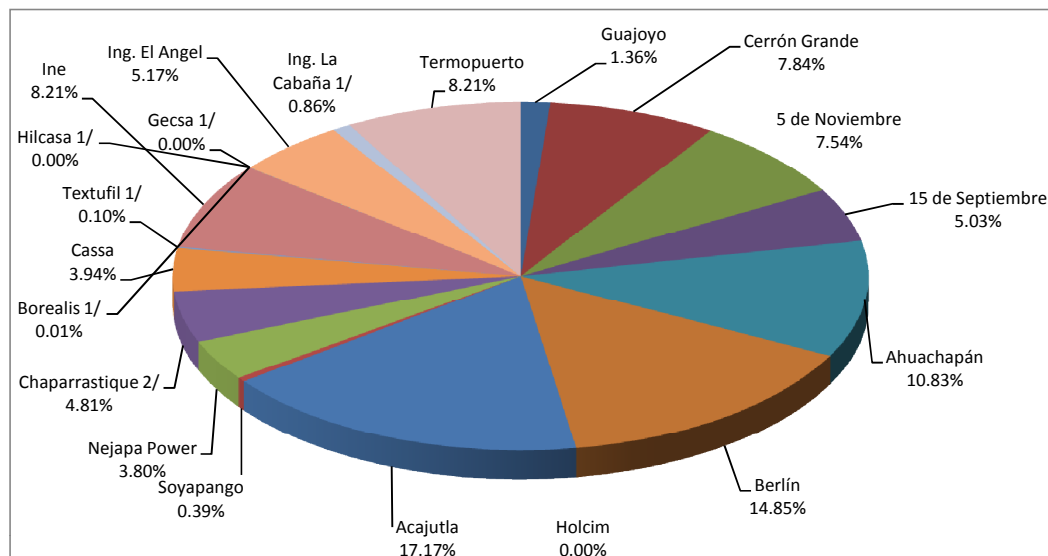
Cuadro No. 2

Generadores	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Hidroeléctrica	105.1	102.8	113.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	321.6
Guajoyo	7.2	6.1	6.7										20.0
Cerrón Grande	39.0	36.1	40.7										115.8
5 de Noviembre	35.2	36.8	39.4										111.4
15 de Septiembre	23.7	23.8	26.9										74.3
Geotérmicas	129.3	121.4	128.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	379.5
Ahuachapán	54.8	51.3	53.9										160.0
Berlín	74.5	70.1	74.8										219.5
Térmicas	261.0	226.4	289.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	776.4
Acajutla	86.1	76.0	91.6										253.7
Soyapango	4.7	0.0	1.0										5.8
Nejapa Power	15.1	11.6	29.5										56.2
Chaparrastique ^{2/}	22.9	21.6	26.5										71.0
Holcim	0.0	0.0	0.0										0.0
Cassa	20.0	18.3	19.8										58.2
Textufl ^{1/}	0.5	0.2	0.8										1.5
Ine	44.6	33.2	41.6										119.5
Borealis ^{1/}	0.1	0.0	0.0										0.1
Gecsa ^{1/}	0.0	0.0	0.0										0.0
Hilcasa ^{1/}	0.0	0.0	0.0										0.1
Ing. El Angel	22.5	27.8	26.1										76.4
Ing. La Cabaña ^{1/}	3.8	2.1	6.8										12.7
Termopuerto	40.6	35.5	45.2										121.3
Total	495.4	450.6	531.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,477.5

^{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	105.1	102.8	113.8										321.6
Geotérmico	129.3	121.4	128.7										379.5
Térmico	261.0	226.4	289.0										776.4
Importaciones	44.1	50.1	36.0										130.2
Total	539.5	500.7	567.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,607.7

Cuadro No. 4

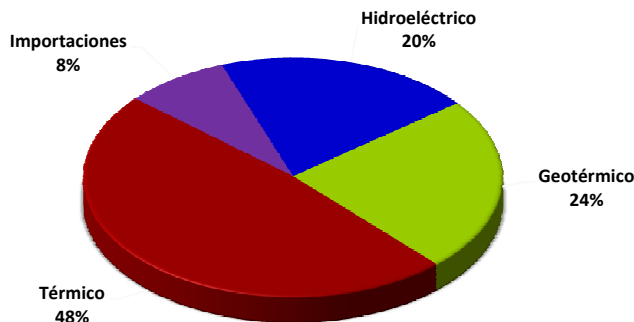
Inyección nacional por Participante de Mercado (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Cel	105.1	102.8	113.8										321.6
Nejapa Power	15.1	11.6	29.5										56.2
Duke Energy	90.8	76.1	92.6										259.5
LaGeo	129.3	121.4	128.7										379.5
Holcim	0.0	0.0	0.0										0.0
Cassa	20.0	18.3	19.8										58.2
Textuñil	0.5	0.2	0.8										1.5
Ine, S.A.	44.6	33.2	41.6										119.5
Chaparrastique	22.9	21.6	26.5										71.0
Borealis ^{1/}	0.1	0.0	0.0										0.1
Gecsa ^{1/}	0.0	0.0	0.0										0.0
Hilcasa energy ^{1/}	0.0	0.0	0.0										0.1
Ing. El Angel	22.5	27.8	26.1										76.4
Ing. La Cabaña ^{1/}	3.8	2.1	6.8										12.7
Edesal ^{1/}													0.0
Termopuerto	40.6	35.5	45.2										121.3
Total	495.4	450.6	531.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,477.5

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

Gráfico No. 4

Inyección por Recurso (GWh)





IV- Transacciones Internacionales

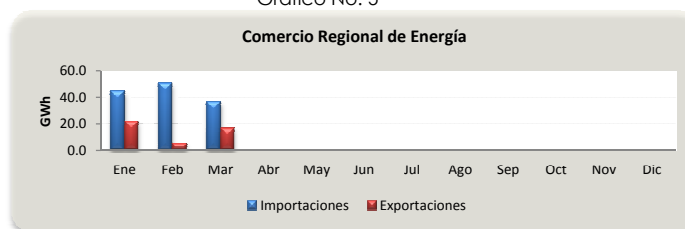
Cuadro No. 5
Importaciones (GWh)

Participante de mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ALAS DORADAS	1.1	2.9	3.4										7.3
BOREALIS	0.9	5.2	0.6										6.7
CEL COM													-
CENER													-
COMERCIA	1.1	0.4	0.2										1.7
DEL ESTE	0.3	0.5											0.8
DELSUR	0.8	0.6	0.1										1.5
DUKE (COM)													-
EDECSA	4.0	8.3	6.7										19.1
CENERGICA	2.9	0.4	0.2										3.5
ELECTRONOVA	0.2	0.7	1.9										2.8
ENERSICA	6.0	2.8	3.4										12.1
EXCELERGY	4.6	2.6	2.6										9.8
GENERA													-
INE-COM													-
LAGEO													-
LYNX													-
MAGDALENA	2.1	1.2	0.6										4.0
MERELEC	5.0	3.3	5.0										13.2
ORIGEM	4.5	2.7											7.2
POLIWATT	3.1	4.6	3.9										11.6
SAN DIEGO													-
AESCLESA	0.7												0.7
EEO	0.1	5.5	0.7										6.3
TEXTUFIL	5.8	6.6	6.4										18.8
LAGEO (COM)													-
INFOTEKNE	0.8	1.8	0.2										2.9
TERMOPUERTO	0.1	0.1	0.1										0.3
Total	44.1	50.1	36.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	130.2

Cuadro No. 6
Exportaciones (GWh)

Participante de mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
BOREALIS	0.9	0.2	2.3										3.5
CEL COM													-
DEL ESTE													-
DELSUR													-
DUKE (COM)													-
EDECSA	2.2	0.6	3.1										5.9
CENER	0.0												0.0
CENERGICA	1.7	0.9	0.1										2.8
EXCELERGY	1.1	0.5	5.3										6.9
LYNX													-
MAGDALENA	0.1	0.1	0.4										0.7
MERELEC	4.9	0.2	0.4										5.5
NEPO													-
COMERCIA	0.1	0.1	0.1										0.3
ORIGEM	4.4		0.2										4.6
ENERSICA													-
CLESA	0.9												0.9
POLIWATT	0.2	0.3											0.5
ELECTRONOVA	1.3	0.6	1.4										3.3
EEO	0.5	0.1	0.2										0.8
INE-COM													-
INFOTEKNE	0.4		0.3										0.7
SAN DIEGO	0.0												0.0
TERMOPUERTO	0.2	0.1	0.6										0.8
TEXTUFIL	2.6	1.4	1.9										5.9
Total	21.4	5.0	16.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	42.7

Gráfico No. 5





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

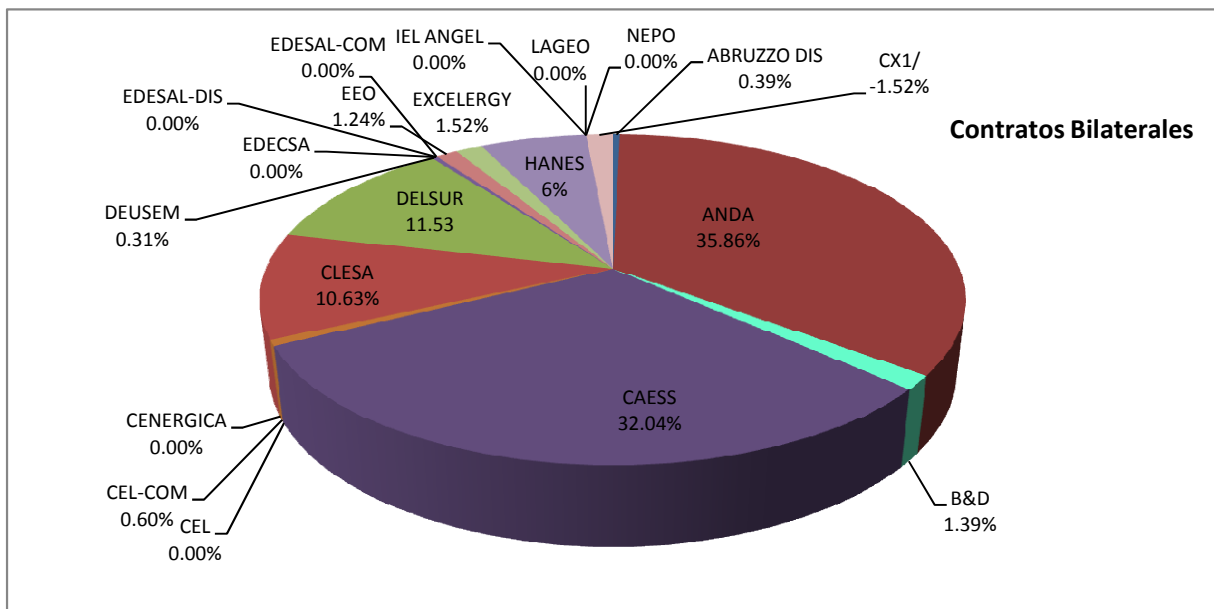
Cuadro No. 7

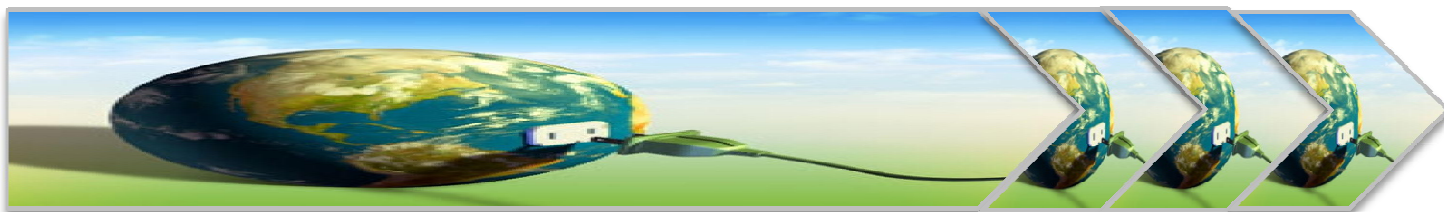
Contratos (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
ABRUZZO DIS	0.3	0.3	0.3										0.9
ANDA	28.2	26.4	28.2										82.8
B&D	1.3	1.1	0.9										3.2
CAESS	26.9	22.7	24.3										74.0
CEL													0.0
CEL-COM	0.5	0.4	0.5										1.4
CENERGICA													0.0
CLESA	8.4	7.8	8.4										24.6
DELSUR	9.1	8.5	9.1										26.6
DEUSEM	0.2	0.2	0.2										0.7
EDECSA													0.0
EDESAL-DIS													0.0
EDESAL-COM													0.0
EEO	1.0	0.9	1.0										2.9
EXCELERGY			3.5										3.5
HANES	4.8	4.9	4.2										13.9
IEL ANGEL													0.0
LAGEO													0.0
NEPO													0.0
CX ^{1/}			-3.5										-3.5
Total	80.6	73.3	77.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	230.9

1/ CX: Contratos de Exportación

Gráfico No. 6





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

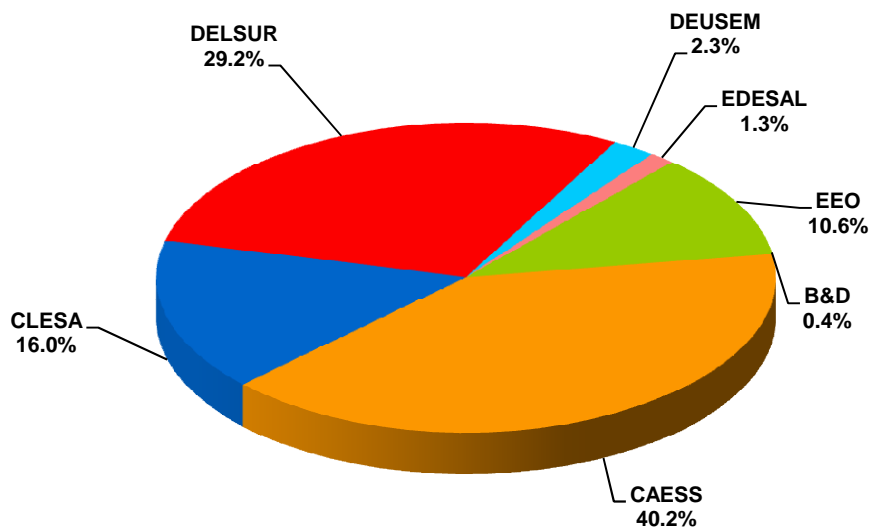
Cuadro No. 8

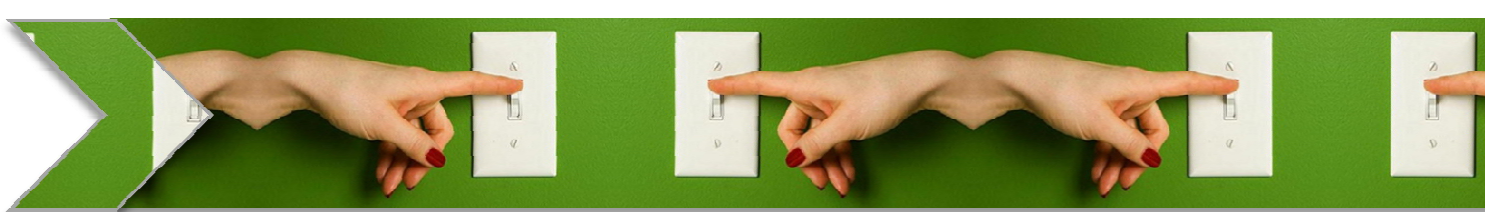
Contratos (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
B&D	1.1	0.9	0.9										2.9
CAESS	103.9	94.0	97.4										295.3
CLESA	41.4	36.9	39.5										117.8
DELSUR	75.8	67.6	71.1										214.5
DEUSEM	5.9	5.2	5.6										16.7
EDESAL	3.4	3.2	3.1										9.7
EEO	27.4	24.1	26.7										78.3
Total	258.9	232.0	244.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	735.1

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
ABRUZZO-DIS	-0.1	0.2	0.7										0.9
ALAS DORADAS	4.0	3.8	4.1										11.9
ANDA	-5.0	-5.1	-3.7										-13.8
B&D	0.1	0.5	0.6										1.3
BOREALIS	0.0	0.0	0.0										0.1
CAESS	54.3	60.2	75.3										189.9
CASSA	0.0	0.0	0.0										0.0
CEL	0.4	0.3	0.3										1.0
CEL-COM	0.0	0.0	0.0										0.0
CENER													0.0
CENERGICA													0.0
COMERCIA													0.0
CHAP	0.1	0.0	0.0										0.1
CLESA	29.0	30.3	38.5										97.8
DELSUR	45.6	48.6	54.2										148.3
DEUSEM	6.0	6.4	7.4										19.7
DUKE	0.2	0.2	0.2										0.7
DUKE (COM)													0.0
EDECESA													0.0
EDESAL-DIS	4.0	4.1	4.6										12.7
EDESAL-COM	0.4	0.4	0.4										1.1
EEO	23.8	25.1	30.8										79.7
EXCELERGY	2.9	2.7	2.8										8.4
GECSA	0.0	0.0	0.0										0.1
HANES	1.1	1.2	1.1										3.4
HILCASA	0.0		0.0										0.0
HOLCIM	1.0	1.0	1.0										3.1
IEL ANGEL	0.2	0.0	0.0										0.2
INE	0.1	0.1	0.1										0.2
LAGEO	1.0	0.9	1.0										2.9
MERELEC	0.0	0.0	0.0										0.0
NEPO	0.5	0.4	0.4										1.3
ORIGEM													0.0
RIO SOTO													0.0
TEXT	0.1	0.1	0.1										0.4
TPTO	0.0	0.0	0.0										0.0
Total	169.6	181.8	220.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	571.4

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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8
ALAS DORADAS	4.0	3.8	4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.9
ANDA	23.2	21.3	24.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	69.1
B&D	2.5	2.5	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.4
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	0.1
CAESS	185.1	177.0	197.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	559.2
CASSA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CEL	0.4	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0
CEL-COM	0.5	0.4	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4
CENERGICA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CENER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HOLCIM	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1
CHAP	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
CLESA	78.7	75.1	86.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	240.2
DELSUR	130.5	124.7	134.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	389.5
DEUSEM	12.1	11.8	13.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.1
DUKE	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.4
EDESAL-COM	0.4	0.4	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1
EEO	52.2	50.2	58.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	160.9
EXCELERGY	2.9	2.7	6.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.9
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	0.1
HANES	5.9	6.1	5.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.2
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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
INE	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
LAGEO	1.0	0.9	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.9
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	0.5	0.4	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3
RIO SOTO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TEXT	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
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	0.0
CX ^{1/}	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
Total	509.1	487.0	541.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,537.4

^{1/} CX: Contratos de Exportación

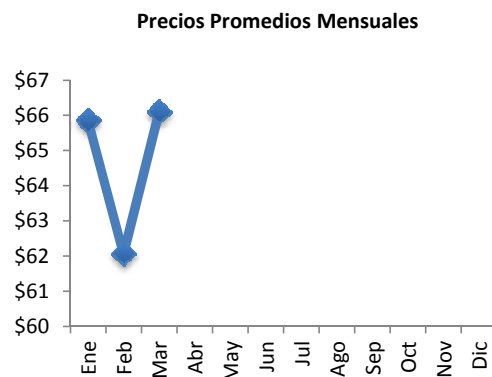


VIII- Evolución de los precios en el MRS

Cuadro No. 11

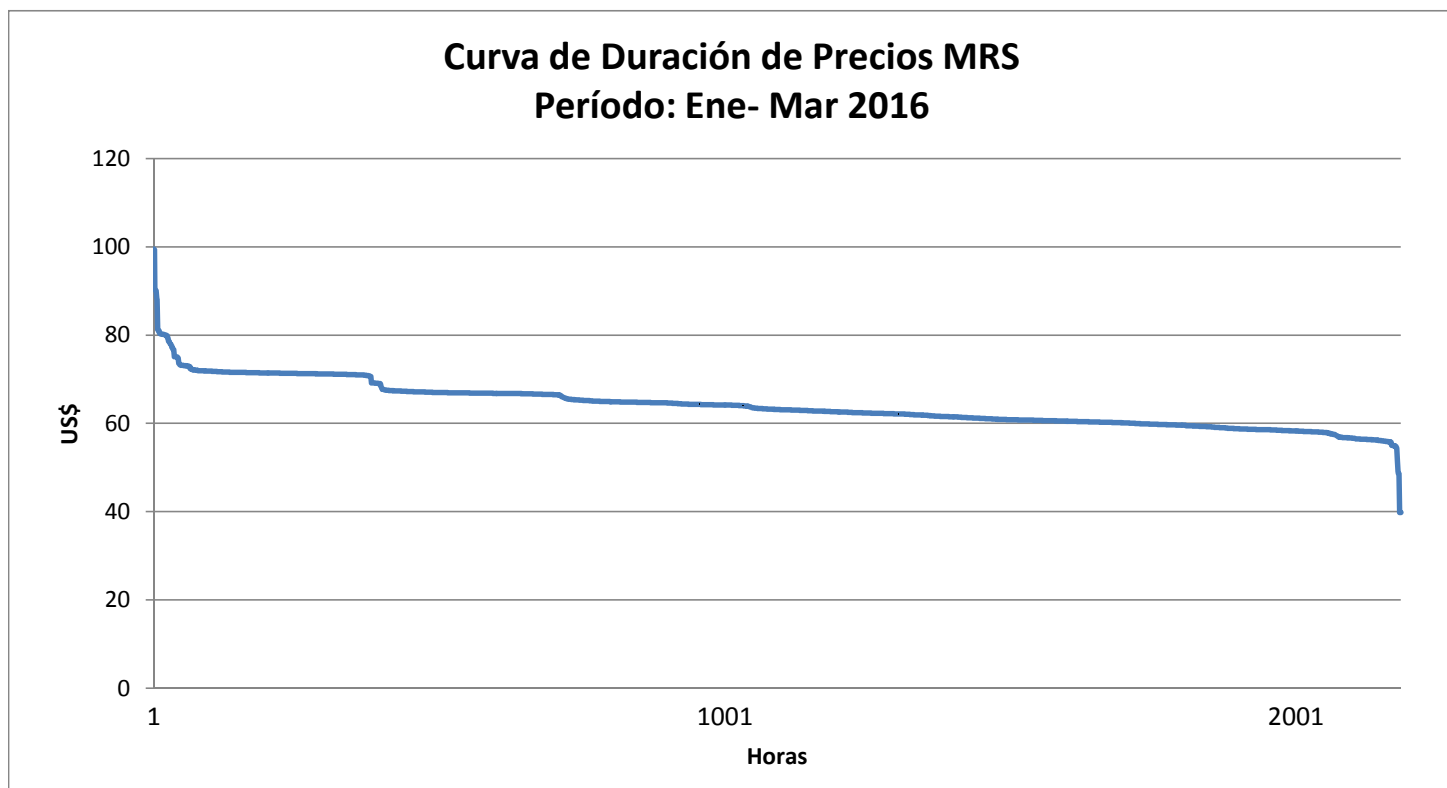
Mes	Promedio	Variaciones %			
		Mensual	Anual	Acumulada	Prom. Anual
Ene	65.85	-6.12	-44.77	-6.12	100.58
Feb	62.07	-5.75	-40.44	-11.52	97.07
Mar	66.10	6.50	-34.53	-5.77	94.16
Abr					
May					
Jun					
Jul					
Ago					
Sep					
Oct					
Nov					
Dic					

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

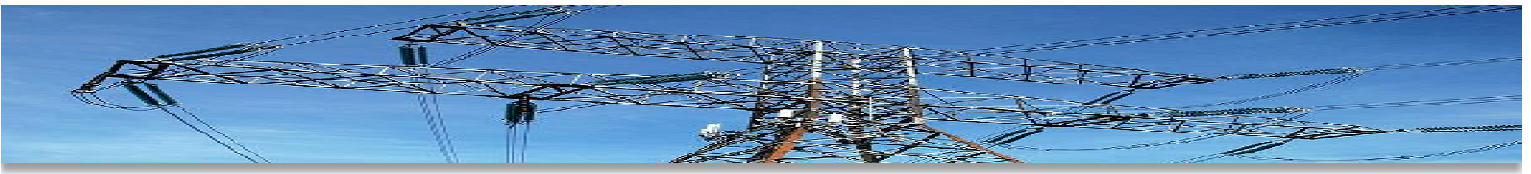
Participante de Mercado	Inyecciones (GWh)												Total	
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
Excelergy S.A.	4.6	2.6	2.6											9.8
CEL - Comercializadora														0.0
LAGEO (COM)														0.0
Poliwatt El Salvador S.A.	3.1	4.6	3.9											11.6
CENERGICA	2.9	0.4	0.2											3.5
MERELEC	5.0	3.3	5.0											13.2
ORIGEM S.A. de C.V.	4.5	2.7												7.2
DUKE (COM)														0.0
LYNX														0.0
TEXTUFIL	6.2	6.9	7.2											20.3
INE S.A. DE C.V. (COM)														0.0
BOREALIS	1.0	5.2	0.6											6.7
GECSA	0.0	0.0	0.0											0.0
HILCASA	0.0	0.0	0.0											0.1
LA CABAÑA	3.8	2.1	6.8											12.7
CENER														0.0
CHAPARRASTIQUE	22.9	21.6	26.5											71.0
ENERSICA, S.A. DE C.V.	6.0	2.8	3.4											12.1
ELECTRONOVA	0.2	0.7	1.9											2.8
SAN DIEGO														0.0
EDECSA	4.0	8.3	6.7											19.1
COMERCIA	1.1	0.4	0.2											1.7
INFOTEKNE	0.8	1.8	0.2											2.9
GENERA														0.0
DEL ESTE	0.3	0.5												0.8
ALAS DORADAS	1.1	2.9	3.4											7.3
Magdalena Energy, S.A. de C.V.	2.1	1.2	0.6											4.0
Total	69.6	67.9	69.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	206.9



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											15.2
CEL - Comercializadora	0.5	0.4	0.5											1.4
LAGEO (COM)														0.0
POLIWATT	0.2	0.3												0.5
CENERGICA	1.7	0.9	0.1											2.8
MERELEC	4.9	0.2	0.4											5.5
ORIGEM	4.4		0.2											4.6
DUKE (COM)														0.0
LYNX														0.0
TEXTUFIL	2.7	1.5	2.1											6.3
ABRUZZO S.A. DE C.V.	0.0	0.0	0.0											0.0
EDESAL S.A. de C.V. (COM)	0.4	0.4	0.4											1.1
INE S.A. DE C.V. (COM)														0.0
BOREALIS	1.0	0.2	2.4											3.6
GECSA	0.0	0.0	0.0											0.1
HILCASA	0.0		0.0											0.0
LA CABAÑA														0.0
CENER	0.0													0.0
CHAPARRASTIQUE	0.1	0.0	0.0											0.1
ENERSICA														0.0
ELECTRONOVA	1.3	0.6	1.4											3.3
SAN DIEGO	0.0													0.0
EDECSA	2.2	0.6	3.1											5.9
COMERCIA	0.1	0.1	0.1											0.3
INFOTEKNE	0.4		0.3											0.7
GENERA														0.0
DEL ESTE														0.0
ALAS DORADAS	4.0	3.8	4.1											11.9
RIO SOTO														0.0
MAGDALENA	0.1	0.1	0.4											0.7
Total	27.9	12.4	23.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	63.8



X- Energía no servida y Pérdidas de transmisión

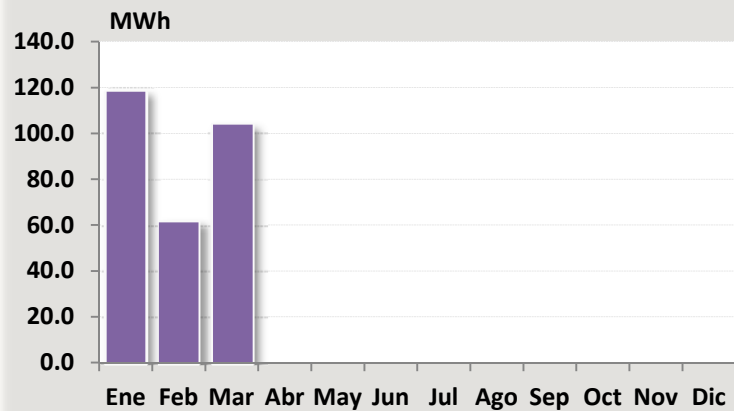
Cuadro No. 14

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		
May		
Jun		
Jul		
Ago		
Sep		
Oct		
Nov		
Dic		
Total	284.1	

Energía no Servida



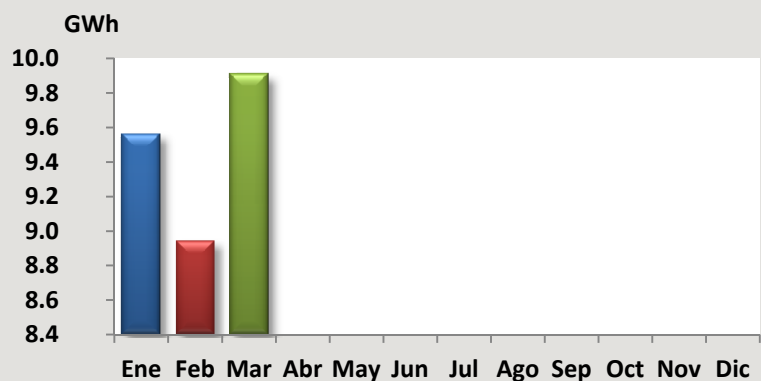
Cuadro No. 15

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		
May		
Jun		
Jul		
Ago		
Sep		
Oct		
Nov		
Dic		
Total	28.4	

Pérdidas de Trasmisión





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

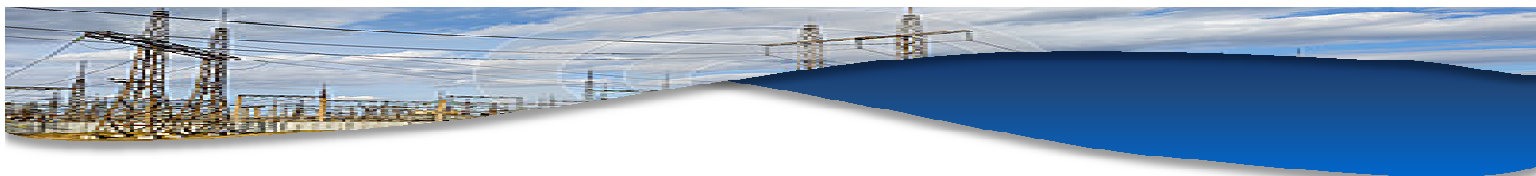
Cuadro No. 16

Retiros por nodo (GWh)

Participante de Mercado	Subestaciones	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1
	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	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cassa	Sonsonate	0.0	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
INE	Talnique	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
	Sub-Total	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
El Angel	El angel	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
	Sub-Total	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
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	18.1	16.5	18.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	53.2
	Santa Ana	5.1	4.8	5.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.7
	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	0.1
	Sub-Total	23.2	21.3	24.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	69.1
Consortio	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	6.1	5.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.2
	Sub-Total	5.9	6.1	5.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.2
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	0.0
	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
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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8
	Sub-Total	0.2	0.5	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8
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	4.0	3.8	4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.9
	Sub-Total	4.0	3.8	4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.9
RIO SOTO	Soyapango	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Sub-Total	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL GENERAL		509.1	487.0	541.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1537.446

^{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(*)	9	7	7										23
Líneas de 115 kV	13	9	12										34
Circuitos de 46 kV	45	67	72										184
Circuitos de 34.5 kV	8	4	2										14
Circuitos de 23 kV	9	11	37										57
TOTALES	84	98	130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	312

(*) 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										4
Mantenimiento en líneas de transmisión a 115 kV	12	7	11										30
Aperturas por otras causas en L.T. a 115 kV.	0	0	0										0
Fallas en líneas de transmisión a 230 kV Internas (1)	0	2	4										6
Mantenimientos en líneas de transmisión a 230 kV Internas (1)	2	1	3										6
Aperturas por otras causas en L.T. a 230 kV Internas (3)	0	0	0										0
Fallas en líneas de interconexión (2)	4	0	0										4
Mantenimientos en líneas de interconexión (2)	2	4	0										6
Aperturas por otras causas en líneas de interconexión (3)	1	0	0										1
Fallas de circuitos de distribución	41	56	77										174
Mantenimientos en circuitos de distribución	21	26	34										81
TOTALES	84	98	130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	312

(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									4
ANDA		3	1	8									12
B&D			1	7									8
CAESS		5	11	11									27
CASSA				3									3
HOLCIM				1									1
CLESA		10	23	31									64
DELSUR		15	17	24									56
EEO		13	16	8									37
DEUSEM			2										2
EDESAL		1	2										3
ETESAL		26	17	26									69
NEJAPA POWER													0
HANES		3	1	3									7
INGENIO CHAPARRASTIQUE													0
INGENIO EL ANGEL													0
UT													0
LAGEO													0
DUKE ENERGY													0
INE													0
TERMOPUERTO													0
GUATEMALA		2	1										3
HONDURAS		1											1
NICARAGUA													0
COSTA RICA													0
PANAMA													0
EPR		4	5	6									15
TOTALES	84	98	130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	312



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	6	6	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	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SOYAPANGO	23	>1.05	92	38	2
		<0.95	0	0	0
ACAJUTLA	34.5	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	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	0	0	0
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	2	2	0
		<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	0	0	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	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SOYAPANGO	46	>1.05	38	21	0
		<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	0	1	0
		<0.95	0	0	0
TALNIQUE	46	>1.05	4	4	0
		<0.95	0	0	0
LA UNIÓN	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0
SAN MATIAS	46	>1.05	0	0	0
		<0.95	0	0	0

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

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
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	03-feb-16	18-feb-16	16 DIAS	Mantenimiento mayor
UNIDAD 4	04-mar-16	20-mar-16	17 DIAS	22-feb-16	09-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	14-abr-16	04-may-16	21 DIAS	Mantenimiento mayor
UNIDAD 2	15-abr-16	20-abr-16	6 DIAS	11-mar-16	16-mar-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 1	19-jul-15 08:00	19-jul-15 13:59	8 HORAS				Mantenimiento de subestación
UNIDAD 3	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 periodo PAMM			Mantenimiento mayor
BERLIN							
UNIDAD 2	27-sep-15	18-oct-15	22 DIAS		27-sep-15	18-oct-15	22 DIAS
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	17 DIAS		10-oct-15 05:00	11-oct-15 20:59	17 DIAS
UNIDAD 1	11-oct-15 00:00	11-oct-15 17:59	18 HORAS		11-oct-15 00:00	11-oct-15 17:59	18 HORAS
ACAJUJTLA							
MOTOR 7	30-may-15	20-jun-15	22 DIAS			30-may-15	21-jun-15
MOTOR 9	11-jul-15	01-ago-15	22 DIAS			11-jul-15	03-ago-15
MOTOR 4	22-ago-15	12-sep-15	22 DIAS			22-ago-15	14-sep-15
UNIDAD 1	08-sep-15	07-oct-15	30 DIAS	01-mar-16	30-mar-16	30 DIAS	
MOTOR 5	08-oct-15	29-oct-15	22 DIAS			08-oct-15	01-nov-15
UNIDAD 1	05-nov-15	05-dic-15	31 DIAS	DUKE informa que lo realizará en siguiente periodo PAMM			Mantenimiento de 12,000 horas
MOTORES 1 a 3, 14 y 15	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				Mantenimiento de 12,000 horas
UNIDADES 1 y 2	17-ene-16 08:00	17-ene-16 15:00	7 HORAS	11-abr-16	25-abr-16	15 DIAS	Mantenimiento a subestación
NEAJA POWER							
MOTOR 17	18-may-15	31-may-15	14 DIAS			18-may-15	29-may-15
MOTOR 15	01-jun-15	14-jun-15	14 DIAS			01-jun-15	11-jun-15
MOTOR 6	15-jun-15	28-jun-15	14 DIAS			15-jun-15	27-jun-15
MOTOR 5	29-jun-15	12-jul-15	14 DIAS			29-jun-15	09-jul-15
MOTOR 23	13-jul-15	26-jul-15	14 DIAS			13-jul-15	24-jul-15
MOTOR 1	27-jul-15	16-ago-15	21 DIAS	10-ago-15	30-ago-15	21 DIAS	
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	16-ago-15 17:00
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 periodo 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	06-jun-15
MOTOR 3	27-jun-15	17-jul-15	21 DIAS			27-jun-15	19-jul-15
MOTOR 4	20-jul-15	13-ago-15	25 DIAS	27-feb-16	22-mar-16	25 DIAS	
MOTOR 2	15-ago-15	08-sep-15	25 DIAS			15-ago-15	06-oct-15
MOTOR 5	19-oct-15	12-nov-15	25 DIAS	24-oct-15	17-nov-15	25 DIAS	
MOTOR 9	21-nov-15	15-dic-15	25 DIAS			21-nov-15	21-dic-15
MOTOR 5	16-ene-16	05-feb-16	21 DIAS	INE informa que lo realizará en siguiente periodo PAMM			Mantenimiento de 48,000 horas y generador
MOTOR 5	16-ene-16	05-feb-16	21 DIAS				Mantenimiento de 48,000 horas
MOTORES 1 a 3	24-ene-16 07:00	24-ene-16 16:00	9 HORAS			24-ene-16 07:00	24-ene-16 16:41
MOTORES 4 a 9	31-ene-16 07:00	31-ene-16 16:00	9 HORAS			31-ene-16 07:10	31-ene-16 16:04
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 periodo 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 periodo PAMM			Mantenimiento de 7,500 horas
MOTOR 1	05-sep-15	14-sep-15	10 DIAS	TEXT informa que lo realizará en siguiente periodo PAMM			Mantenimiento de 7,500 horas
MOTOR 6	17-sep-15	28-sep-15	12 DIAS			17-sep-15	28-sep-15
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
GECSA							
MOTOR 3	26-oct-15	01-nov-15	7 DIAS			26-oct-15	01-nov-15
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
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

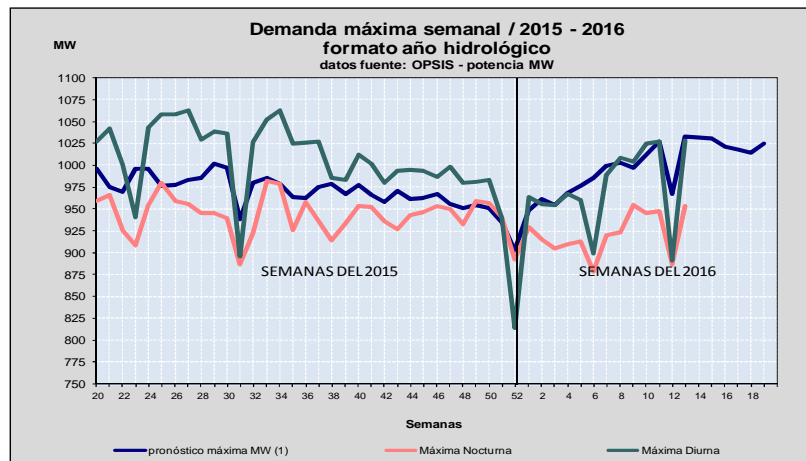
Cuadro No. 22

Demanda máxima coincidental por recurso

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
DIA DEL MES	27	24	29									
	14:30:00	14:30:00	15:00:00									
RECURSO	Miércoles	Miércoles	Martes									
GUAJOYO	14	15	12									
HOLCIM	0	0	0									
CERRON GRANDE	79	151	60									
5 DE NOVIEMBRE	79	72	61									
15 DE SEPTIEMBRE	114	89	133									
AHUACHAPAN	73	73	72									
BERLIN	100	101	100									
ACAJUTLA	132	139	130									
SOYAPANGO	15	0	15									
NEJAPA POWER	19	83	130									
CASSA	26	0	24									
TEXTUFIL	0	0	40									
TALNIQUE	87	95	94									
GECSA	0	0	0									
BOREALIS	0	0	0									
HILCASA	0	0	0									
TERMOPUERTO	70	53	70									
INGENIO EL ANGEL	55	0	28									
INGENIO LA CABAÑA	3	3	0									
INGENIO CHAPARRASTIQUE	35	33	35									
IMPORTACION NETA(*)	66	103	23									
EXPORTACION NETA (*)	0	0	0									
DEMANDA NACIONAL	967	1,008	1,028	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

Gráfico No. 12



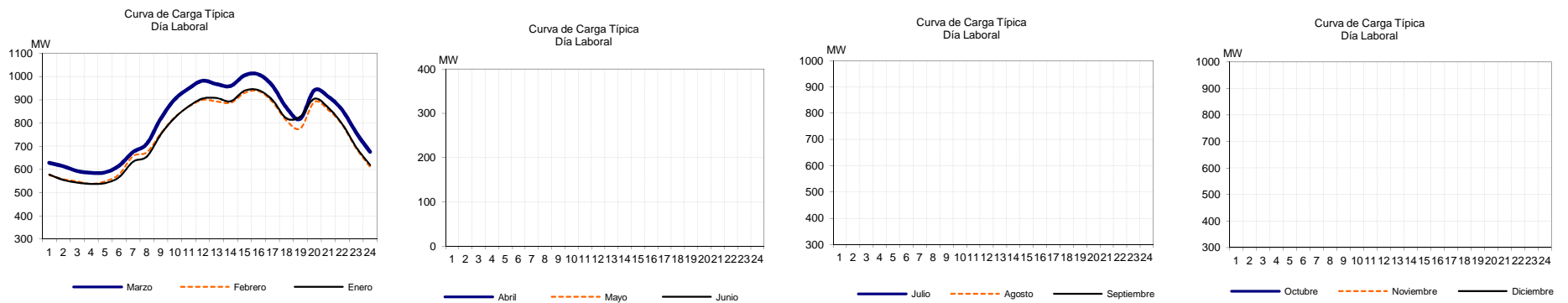
XVI- Curvas típicas de carga

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									
2	555	558	614									
3	543	548	594									
4	538	537	586									
5	542	549	587									
6	567	578	616									
7	633	657	675									
8	656	674	711									
9	752	756	820									
10	823	825	902									
11	872	870	949									
12	905	899	982									
13	907	893	968									
14	894	887	960									
15	939	929	1005									
16	941	937	1010									
17	899	890	961									
18	820	810	867									
19	828	776	818									
20	905	891	941									
21	866	856	914									
22	795	792	857									
23	696	690	759									
24	619	610	676									

Gráfico No. 13



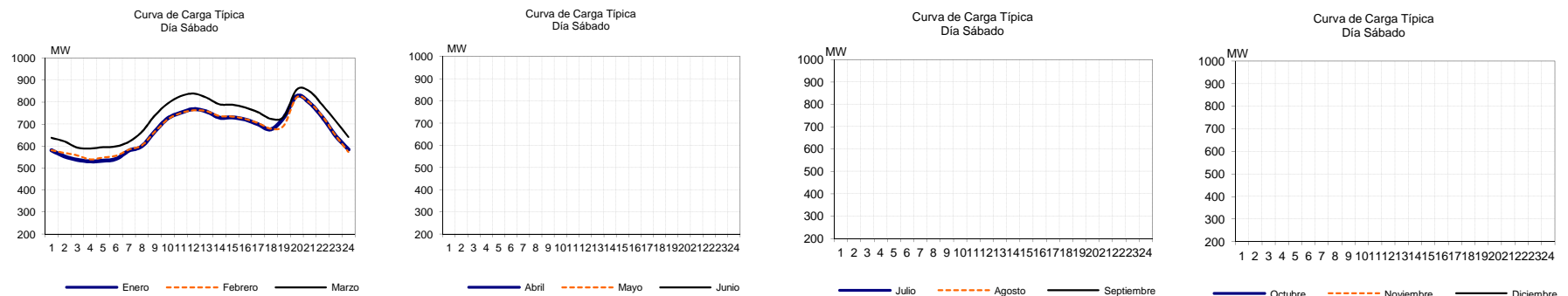
XVI- Curvas típicas de carga

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									
2	554	569	622									
3	538	557	593									
4	531	539	590									
5	534	548	595									
6	542	556	599									
7	579	584	620									
8	600	603	665									
9	667	665	739									
10	726	722	793									
11	751	750	827									
12	768	762	839									
13	757	759	821									
14	730	737	790									
15	731	734	788									
16	721	723	775									
17	700	705	754									
18	676	679	724									
19	731	693	734									
20	828	822	857									
21	795	797	849									
22	730	734	786									
23	647	649	716									
24	585	573	642									

Gráfico No. 14





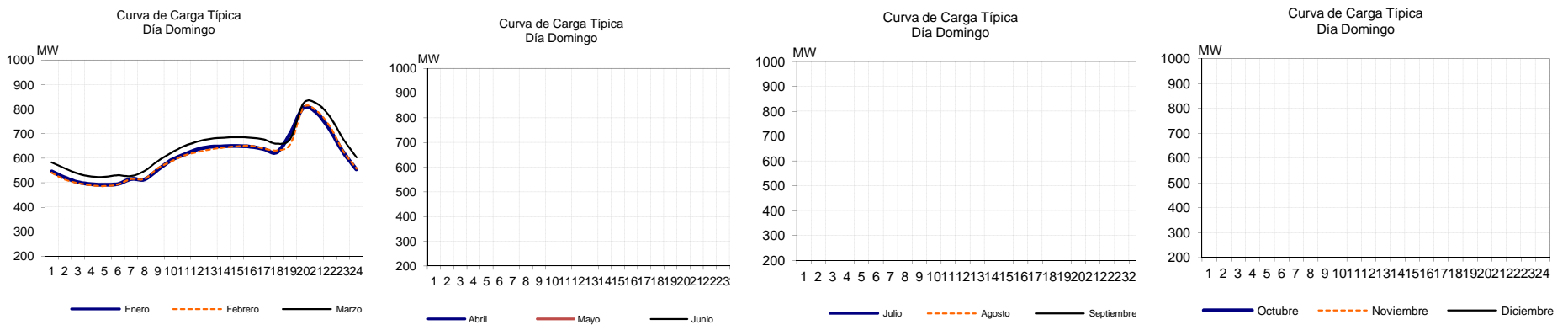
XVI- Curvas típicas de carga

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									
2	521	512	559									
3	501	498	537									
4	493	488	526									
5	491	485	524									
6	494	492	531									
7	515	514	527									
8	513	514	548									
9	552	558	588									
10	591	585	621									
11	615	610	649									
12	636	624	667									
13	646	635	679									
14	648	643	683									
15	650	648	686									
16	647	650	683									
17	637	639	676									
18	624	631	659									
19	701	656	679									
20	805	806	824									
21	785	792	823									
22	715	729	768									
23	625	628	678									
24	554	557	604									

Gráfico No. 15





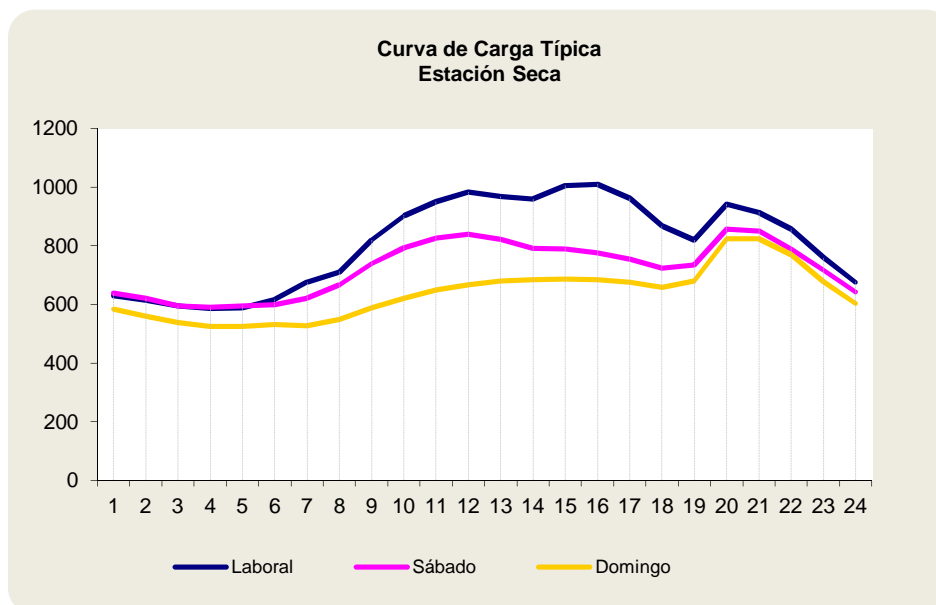
XVI- Curvas típicas de carga estación seca

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





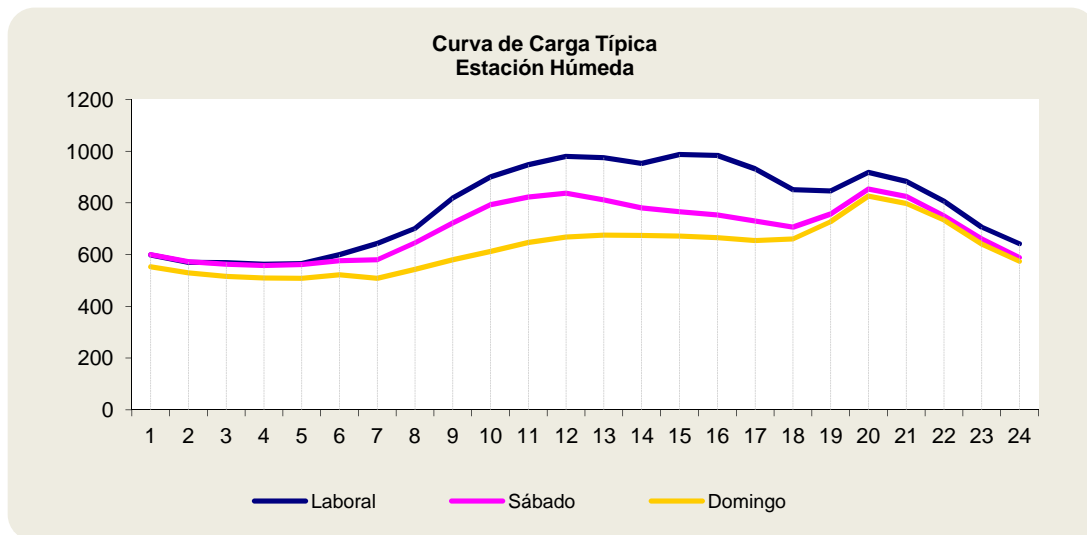
XVI- Curvas típicas de carga estación húmeda

Cuadro No. 27

Hora	Laboral	Sábado	Domingo
1	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

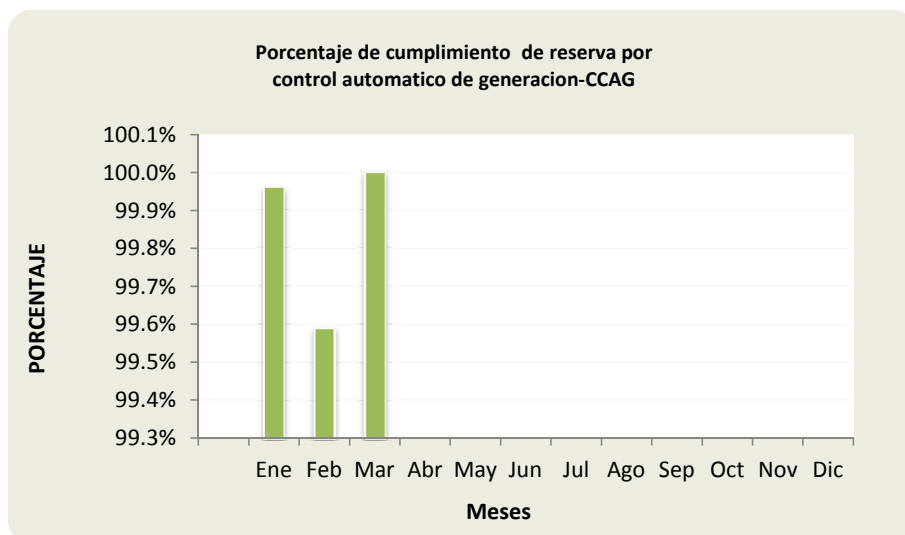
Cuadro No. 28

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

Mes	% de cumplimiento
Ene	99.96%
Feb	99.59%
Mar	100.00%
Abr	
May	
Jun	
Jul	
Ago	
Sep	
Oct	
Nov	
Dic	
PROMEDIO	99.85%
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	\$296,699.75	\$434,389.82	\$3,648,684.57	-\$146.07	\$0.00	\$520,289.56
Febrero	\$265,586.51	\$388,553.07	\$3,266,067.48	-\$479.19	\$0.00	\$438,611.90
Marzo	\$312,153.18	\$456,674.03	\$3,838,724.10	-\$4,599.72	\$0.00	\$544,750.72
Abril						
Mayo						
Junio						
Julio						
Agosto						
Septiembre						
Octubre						
Noviembre						
Diciembre						
TOTAL	\$874,439.43	\$1,279,616.92	\$10,753,476.15	-\$5,224.99	\$0.00	\$1,503,652.19

^{1/} Valores sin IVA

Cuadro No. 29-A

Meses	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	TOTAL
Enero	\$9,323.31	\$4,571.42	\$19,317.44	\$0.00	\$828,968.24	\$5,762,098.04
Febrero	\$11,076.72	\$4,413.78	\$20,628.56	\$0.00	\$807,576.96	\$5,202,035.79
Marzo	\$13,955.42	\$4,571.42	\$23,065.12	\$0.00	\$794,201.38	\$5,983,495.65
Abril						\$0.00
Mayo						\$0.00
Junio						\$0.00
Julio						\$0.00
Agosto						\$0.00
Septiembre						\$0.00
Octubre						\$0.00
Noviembre						\$0.00
Diciembre						\$0.00
TOTAL	\$34,355.45	\$13,556.63	\$63,011.12	\$0.00	\$2,430,746.58	\$16,947,629.48

^{1/} Valores calculados según el ROBCP.



XIX -Monto de Servicios Auxiliares

Cuadro No. 30

Meses	Control Automático de Generación CAG
Enero	\$400,127.17
Febrero	\$377,120.18
Marzo	\$396,863.65
Abril	
Mayo	
Junio	
Julio	
Agosto	
Septiembre	
Octubre	
Noviembre	
Diciembre	
TOTAL	\$1,174,111.00

XX -Costo de Racionamiento^{1/}

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

^{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

