

Boletín Estadístico

2014



Enero – Junio
ENERO – JUNIO



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



CONTENIDO

	Pág.
I- Tasa de crecimiento de la demanda de energía	1
II- Inyección neta por planta	2
III- Inyecciones por recurso y por operador	3
IV- Transacciones Internacionales	4
V- Demanda de energía en el Mercado de Contratos	5-6
VI- Demanda de energía en el Mercado Regulador del Sistema	7
VII- Demanda total de energía en el Mercado Mayorista	8
VIII- Evolución de los precios en el MRS	9
IX- Comercializadores	10-11
X- Energía no servida y Pérdidas de transmisión	12
XI- Retiro de energía por nodo en la red de transmisión	13-15
XII- Interrupciones de servicio	16
XIII- Límites de voltaje	17
XIV- Programa de mantenimientos mayores	18
XV- Demanda Máxima Coincidental por Recurso	19
XVI- Curvas típicas de carga	20
Día Laboral	20
Día Sábado	21
Día Domingo	22
Estación seca	23
Estación lluviosa	24
XVII- Déficit de Reserva de Potencia	25
XVIII- Cargos del Sistema	26
XIX- Monto de Servicios Auxiliares	27
Control Automático de Generación	27



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

Cuadro No.1
(Promedio Móvil 12 M)

Mes/Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Enero	7.3	3.5	3.3	5.7	8.6	2.9	4.1	-0.1	3.1	1.9	2.4	1.6
Febrero	7.3	3.5	3.1	6.3	8.2	3.4	3.3	0.3	2.9	2.1	1.8	1.8
Marzo	8.0	3.0	3.0	7.0	7.5	3.2	3.8	0.2	2.6	2.1	1.4	2.6
Abril	7.2	2.7	3.9	6.4	7.4	3.8	2.7	1.0	2.0	2.1	2.5	1.5
Mayo	6.8	2.4	4.2	6.9	6.7	3.8	2.0	1.9	1.8	1.7	2.8	1.3
Junio	6.7	2.5	4.4	7.0	6.4	3.8	1.7	2.1	2.0	1.5	2.8	1.4
Julio	6.1	2.4	4.9	7.2	5.9	3.7	1.3	2.2	2.1	1.5	2.8	
Agosto	5.4	2.9	4.9	7.5	5.2	4.0	0.9	2.5	2.2	1.5	2.7	
Septiembre	4.9	2.9	5.2	7.7	4.7	4.3	0.4	2.7	2.2	1.6	2.5	
Octubre	4.5	2.9	5.1	8.8	3.6	4.4	0.4	2.6	1.7	2.5	1.9	
Noviembre	4.3	2.8	5.1	9.1	3.3	4.0	0.5	2.8	1.6	2.5	2.0	
Diciembre	3.7	3.3	5.1	9.2	3.0	4.1	0.4	2.5	2.1	2.2	2.0	

Gráfico No. 1

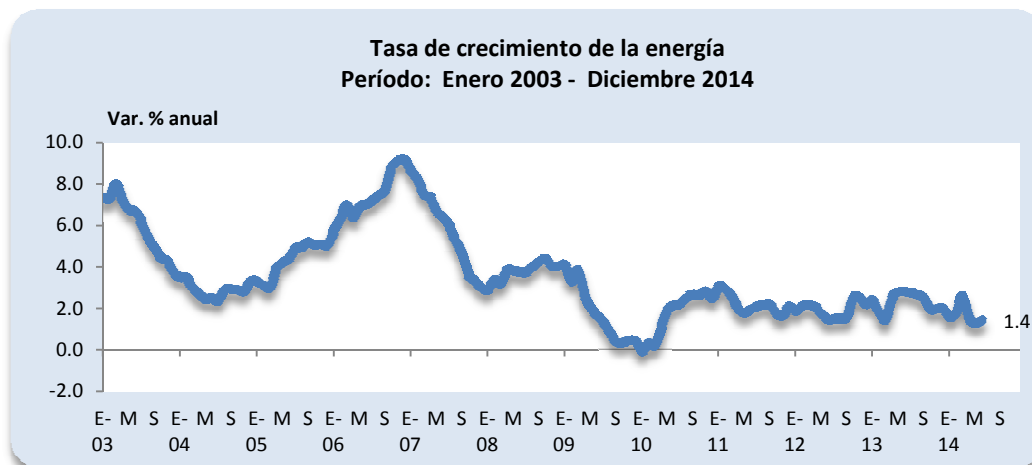
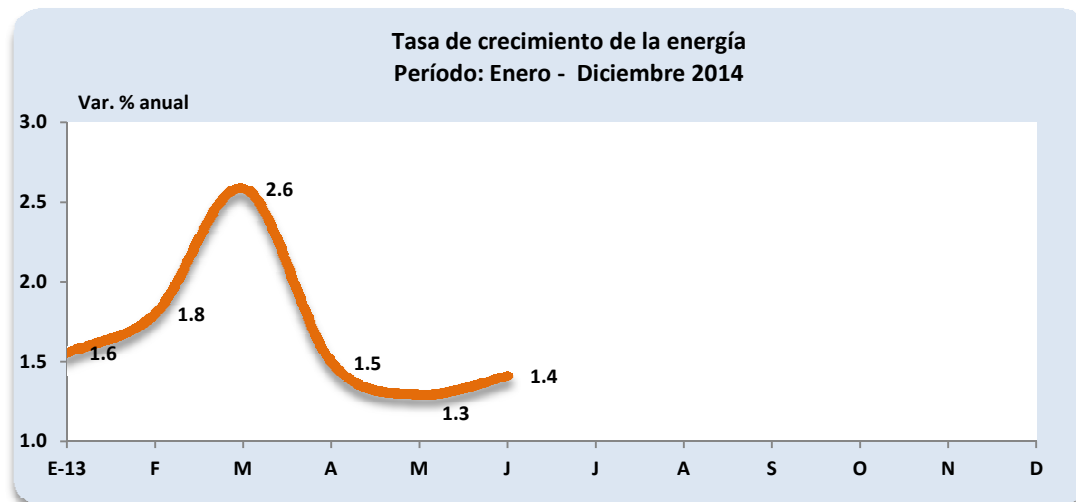


Gráfico No. 2





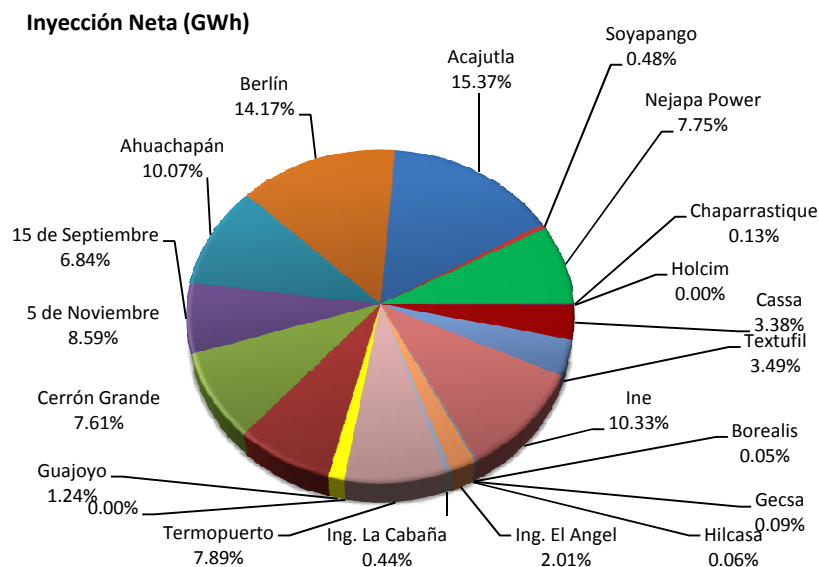
II- Inyección por planta (GWh)

Cuadro No. 2

Generadores	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Hidroeléctrica	109.7	107.6	119.4	124.2	131.3	152.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	744.4
Guajoyo	5.7	6.2	7.7	8.1	6.2	4.2							38.1
Cerrón Grande	39.8	39.7	42.0	42.6	35.8	33.5							233.3
5 de Noviembre	38.4	38.4	43.2	45.4	46.0	52.0							263.4
15 de Septiembre	25.8	23.3	26.5	28.2	43.3	62.4							209.5
Geotérmicas	128.7	113.2	127.5	122.9	128.0	122.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	743.1
Ahuachapán	52.6	44.7	54.7	51.9	53.9	50.9							308.7
Berlín	76.1	68.5	72.7	71.0	74.1	72.0							434.4
Térmicas	219.5	262.2	320.3	290.9	293.9	191.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,577.8
Acajutla	66.8	76.9	91.2	86.4	91.1	58.7							471.1
Soyapango	0.0	0.5	3.9	5.1	3.8	1.4							14.7
Nejapa Power	4.8	38.4	60.7	51.2	52.1	30.5							237.7
Chaparrastique	1.8	1.0	0.8	0.5	0.0	0.0							4.1
Holcim	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
Cassa	19.7	17.5	19.8	18.0	16.4	12.2							103.6
Textufile	8.3	18.1	24.5	21.8	21.4	12.8							106.9
Ine	53.6	55.8	55.9	50.1	58.3	43.1							316.8
Borealis	0.1	0.0	0.2	0.4	0.5	0.3							1.4
Gecsa	0.0	0.1	0.3	1.2	0.7	0.5							2.8
Hilcasa	0.0	0.0	0.2	0.7	0.5	0.3							1.7
Ing. El Angel	15.8	17.0	19.0	9.7	0.0	0.0							61.6
Ing. La Cabaña	2.5	1.9	2.3	2.5	4.5	0.0							13.6
Termopuerto	45.9	35.0	41.5	43.3	44.6	31.5							241.7
Total	457.8	483.0	567.1	538.0	553.1	466.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3,065.2

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

Gráfico No. 3



III- Inyecciones por recurso y por operador

Cuadro No. 3

Inyecciones por Recurso (GWh)

Recurso	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Hidroeléctrico	109.7	107.6	119.4	124.2	131.3	152.1							744.4
Geotérmico	128.7	113.2	127.5	122.9	128.0	122.9							743.1
Térmico	219.5	262.2	320.3	290.9	293.9	191.2							1,577.8
Importaciones	79.5	39.3	19.1	12.7	9.7	54.6							214.9
Total	537.3	522.3	586.2	550.6	562.9	520.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3,280.1

Cuadro No. 4

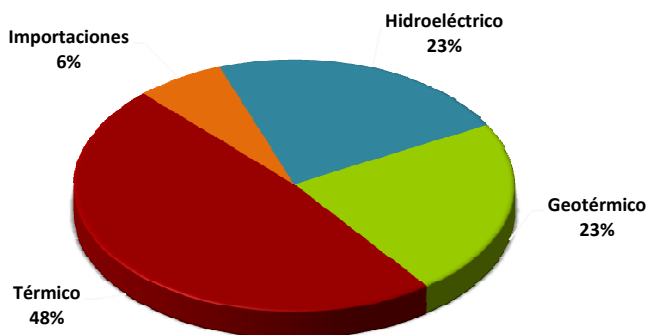
Inyección nacional por Participante de Mercado (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Cel	109.7	107.6	119.4	124.2	131.3	152.1							744.4
Nejapa Power	4.8	38.4	60.7	51.2	52.1	30.5							237.7
Duke Energy	66.8	77.4	95.1	91.4	95.0	60.1							485.8
LaGeo	128.7	113.2	127.5	122.9	128.0	122.9							743.1
Holcim	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
Cassa	19.7	17.5	19.8	18.0	16.4	12.2							103.6
Textufile	8.3	18.1	24.5	21.8	21.4	12.8							106.9
Ine, S.A.	53.6	55.8	55.9	50.1	58.3	43.1							316.8
Chaparrastique	1.8	1.0	0.8	0.5	0.0	0.0							4.1
Borealis	0.1	0.0	0.2	0.4	0.5	0.3							1.4
Gecca	0.0	0.1	0.3	1.2	0.7	0.5							2.8
Hilcasa energy	0.0	0.0	0.2	0.7	0.5	0.3							1.7
Ing. El Angel	15.8	17.0	19.0	9.7	0.0	0.0							61.6
Ing. La Cabaña	2.5	1.9	2.3	2.5	4.5	0.0							13.6
Edesal ^{1/}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
Termopuerto	45.9	35.0	41.5	43.3	44.6	31.5							241.7
Total	457.8	483.0	567.1	538.0	553.1	466.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3,065.2

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

Gráfico No. 4

Inyección por Recurso (GWh)



IV- Transacciones Internacionales

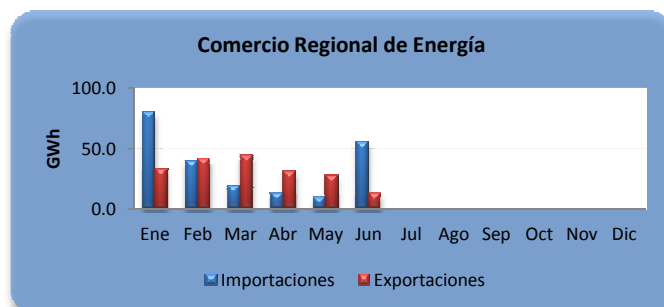
Cuadro No. 5
Importaciones (GWh)

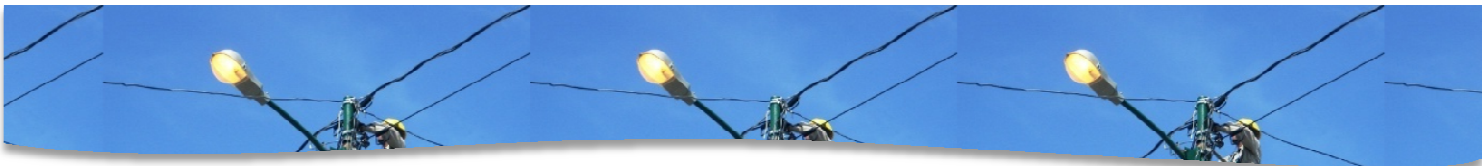
Participante de mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
CENER													-
COMERCIA	7.6	2.2	0.1	0.1	0.0	4.6							14.6
DELSUR		1.0		0.1									1.1
DUKE (COM)	11.2	12.9		0.2		8.1							32.4
EDECSA	9.6	4.0	0.6	0.5	0.0	2.6							17.3
CENERGICA	0.9	0.6	0.0	0.2		0.7							2.4
ELECTRONOVA	2.0	0.0	0.4	0.3		4.8							7.6
ENERSICA	7.0	3.2	3.5			7.4							21.1
EXCELERGY			0.1	0.1									0.5
INE-COM	6.2	5.6	6.0	6.0	5.0	0.7							29.5
LAGEO						0.8							0.8
MERELEC	14.1	3.0	0.5	0.4	0.0	2.3							20.4
ORIGEM	9.2	0.5				9.6							19.2
POLIWATT	4.4	1.0	1.7	1.4	3.2	8.8							20.5
SAN DIEGO	0.9	1.3		0.4		0.2							2.8
AESCLESA													-
TEXTUFIL	6.0	3.9	6.1	2.8	1.4	3.1							23.5
LAGEO (COM)	0.4			0.0	0.0								0.4
TERMOPUERTO				0.1	0.1	0.5							0.7
Total	79.5	39.3	19.1	12.7	9.7	54.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	214.9

Cuadro No. 6
Exportaciones (GWh)

Participante de mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
CENER													-
DUKE (COM)													-
EDECSA	7.6	0.3	2.2	0.7	0.8	0.3							11.9
CENERGICA	0.5	8.7	12.5	11.7	13.8	7.1							54.3
EXCELERGY	6.4	5.9	6.2	4.8	3.7	0.7							27.7
MERELEC	7.2	7.1	6.6	8.4	2.3	0.1							31.6
NEPO													-
COMERCIA	4.9	0.2	0.1	0.0	0.1	0.0							5.4
ORIGEM	0.0		0.2	0.2									0.4
ENERSICA	3.8	4.3	7.6										15.7
CLESA	2.0	13.9	7.8	4.7	0.5	0.5							29.4
POLIWATT		0.1											0.1
ELECTRONOVA		0.3	0.5	0.2	1.1	0.3							2.4
EEO					4.5	2.7							7.3
INE-COM						0.5							0.5
TERMOPUERTO		0.0	0.1	0.1	0.7	0.6							1.5
Total	32.5	40.9	43.8	30.6	27.5	12.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	188.2

Gráfico No. 5





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

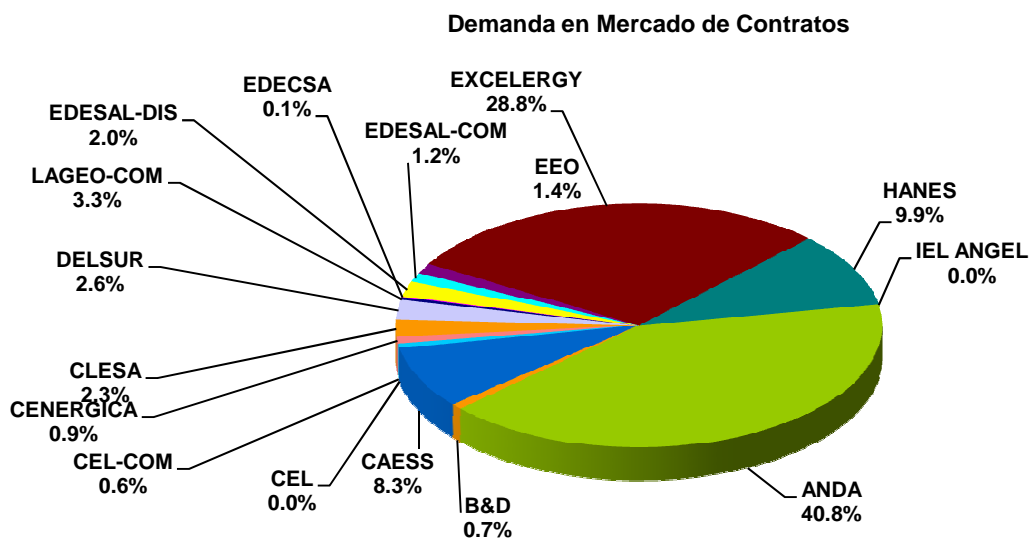
Cuadro No. 7

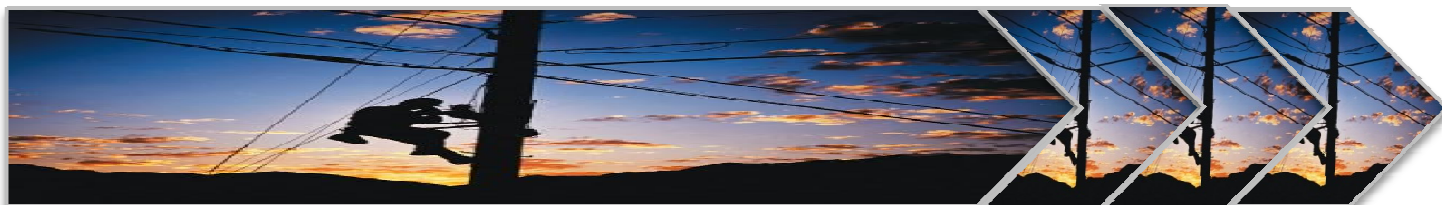
Contratos (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
ANDA	28.2	25.5	28.2	27.3	28.2	27.3							164.7
B&D	0.3	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5							3.0
CAESS	5.7	5.2	5.7	5.5	5.7	5.5							33.4
CEL													0.0
CEL-COM	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4							2.4
CENERGICA					3.5								3.5
CLESA	0.9	0.8	0.9	0.9	3.1	2.5							9.1
DELSUR	1.6	2.3	1.6	1.6	1.6	1.6							10.3
DEUSEM	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2							1.4
EDECSA				0.3	0.2								0.5
EDESAL-DIS	1.4	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4							8.2
EDESAL-COM	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8							4.8
EEO	1.0	0.9	1.0	0.9	1.0	0.9							5.7
EXCELERGY	18.6	18.1	24.9	18.1	18.6	18.0							116.3
HANES	6.4	6.1	6.8	6.7	7.1	6.9							40.0
IEL ANGEL													0.0
LAGEO													0.0
NEPO													0.0
CX ^{1/}	-1.4	-2.6	-8.0	-2.1	-5.5	-1.7							-21.2
Total	64.4	59.5	64.6	62.5	66.9	64.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	382.2

1/ CX: Contratos de Exportación

Gráfico No. 6





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

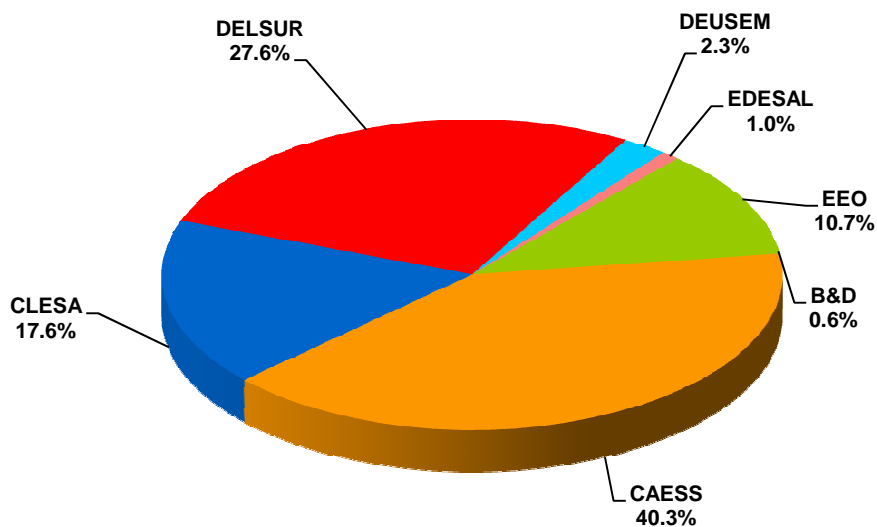
Cuadro No. 8

Contratos (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
B&D	2.2	2.0	2.2	1.9	2.2	2.0							12.5
CAESS	142.7	129.9	139.9	135.0	142.5	135.5							825.5
CLESA	63.9	55.9	61.6	59.0	62.0	57.5							359.9
DELSUR	98.7	91.6	100.0	89.2	95.5	90.9							565.9
DEUSEM	8.1	7.4	7.9	7.8	8.3	7.7							47.3
EDESAL	3.7	3.6	3.6	2.9	2.9	3.0							19.6
EEO	38.4	33.4	37.7	36.2	38.1	35.8							219.7
Total	357.7	323.7	352.9	332.0	351.5	332.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2,050.3

Gráfico No. 7

Demanda en Mercado de Contratos





VI- Demanda de energía en el Mercado Regulator del Sistema

Cuadro No. 9

MRS (GWh)

Participante de Mercado	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
ABRUZZO-COM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
ANDA	-3.4	-2.3	-2.4	-2.5	-2.7	-3.6							-16.9
B&D	0.1	-0.2	0.0	-0.4	-0.2	0.0							-0.9
BOREALIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.1
CAESS	21.2	30.4	41.0	36.3	35.9	33.2							198.1
CASSA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1							0.2
CEL	0.4	0.3	0.4	0.3	0.4	0.3							2.1
CEL-COM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
CENER													0.0
CENERGICA													0.0
COMERCIA													0.0
CHAP	0.0	0.0	0.2	0.1	0.2	0.2							0.8
CLESA	8.9	13.9	17.3	17.6	13.3	13.9							84.9
DELSUR	30.8	29.3	35.2	40.7	39.5	37.7							213.0
DEUSEM	2.7	3.1	3.8	3.9	3.5	3.5							20.6
DUKE	0.3	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3							1.5
DUKE (COM)													0.0
EDECSA													0.0
EDESAL-DIS	0.3	0.7	1.1	1.5	1.8	1.5							6.7
EDESAL-COM	0.0	0.0				0.0							0.0
EEO	9.4	11.8	14.8	15.0	12.9	11.9							75.9
EXCELERGY	0.0	-0.1	0.0	0.0	-0.1	-0.1							-0.4
GECSA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.2
HANES	-0.6	-0.4	-0.2	-0.4	-0.6	-0.6							-2.8
HILCASA	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
HOLCIM	1.4	1.2	2.0	2.0	1.7	2.1							10.4
IEL ANGEL	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2							0.6
INE	0.0		0.0	0.0	0.0	0.1							0.2
LAGEO	1.1	1.0	1.1	1.0	1.0	0.9							6.1
MERELEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
NEPO	0.2		0.0			0.3							0.5
ORIGEM													0.0
TEXT	0.4	0.6	0.7	0.7	0.7	0.5							3.5
TPTO	0.0		0.0			0.0							0.0
Total	73.3	89.5	115.2	116.2	107.8	102.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	604.4

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
ANDA	24.8	23.2	25.8	24.8	25.5	23.7							147.7
B&D	2.6	2.3	2.7	2.0	2.5	2.5							14.6
BOREALIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.1
CAESS	169.6	165.4	186.5	176.9	184.2	174.3							1,056.9
CASSA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1							0.2
CEL	0.4	0.3	0.4	0.3	0.4	0.3							2.1
CEL-COM	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4							2.4
CENERGICA	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	0.0							3.5
CENER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
HOLCIM	1.4	1.2	2.0	2.0	1.7	2.1							10.4
CHAP	0.0	0.0	0.2	0.1	0.2	0.2							0.8
CLESA	73.8	70.7	79.8	77.5	78.3	73.9							453.9
DELSUR	131.0	123.1	136.8	131.5	136.6	130.1							789.2
DEUSEM	11.1	10.7	12.0	12.0	12.0	11.5							69.3
DUKE	0.3	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3							1.5
DUKE (COM)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
EDECSA	0.0	0.0	0.0	0.3	0.2	0.0							0.5
EDESAL-DIS	5.4	5.5	6.1	5.7	6.0	5.8							34.5
EDESAL-COM	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8							4.8
EEO	48.7	46.2	53.5	52.1	52.0	48.7							301.3
EXCELERGY	18.6	18.0	24.9	18.0	18.5	17.9							115.9
GECSA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.2
HANES	5.9	5.8	6.6	6.3	6.5	6.3							37.2
HILCASA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
IEL ANGEL	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2							0.6
INE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1							0.2
LAGEO	1.1	1.0	1.1	1.0	1.0	0.9							6.1
MERELEC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
NEPO	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3							0.5
TEXT	0.4	0.6	0.7	0.7	0.7	0.5							3.5
TPTO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
CX ^{1/}	-1.4	-2.6	-8.0	-2.1	-5.5	-1.7							-21.2
Total	495.3	472.7	532.6	510.6	526.2	499.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3,036.9

^{1/} CX: Contratos de Exportación



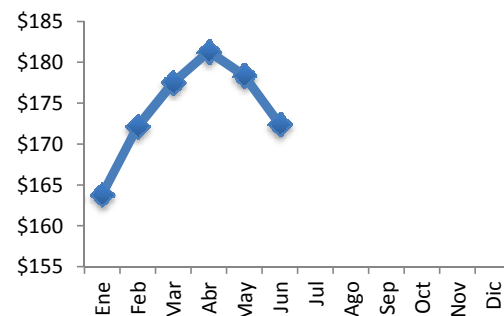
VIII- Evolución de los precios en el MRS

Cuadro No. 11

Mes	Promedio	Variaciones %			
		Mensual	Anual	Acumulada	Prom. Anual
Ene	163.80	0.63	-10.61	0.63	173.6
Feb	172.16	5.10	-7.83	5.77	172.3
Mar	177.51	3.11	-6.28	9.06	171.3
Abr	181.30	2.13	-6.09	11.38	170.4
May	178.38	-1.61	-9.51	9.59	168.8
Jun	172.41	-3.35	-3.53	5.92	168.3
Jul					
Ago					
Sep					
Oct					
Nov					
Dic					

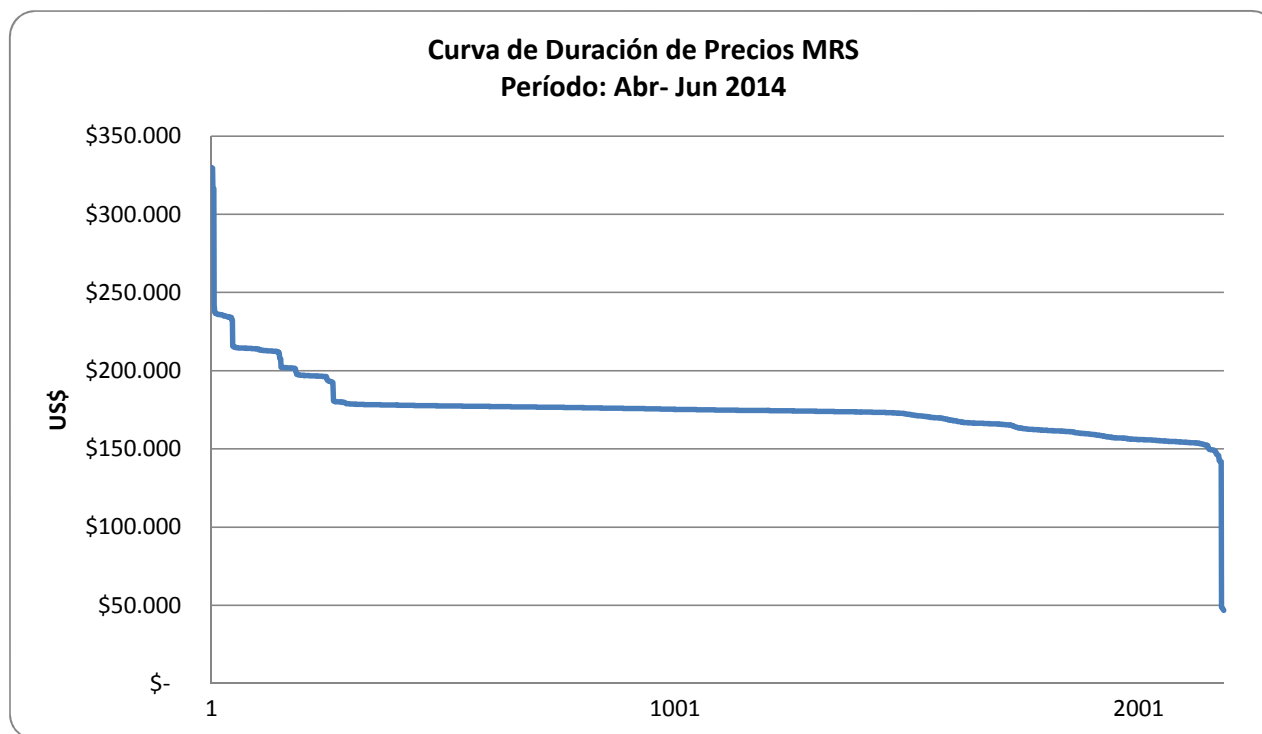
Gráfico No. 8

Precios Promedios Mensuales



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.	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.4							0.5
LAGEO (COM)	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8							1.2
Poliwatt El Salvador S.A.	4.4	1.0	1.7	1.4	3.2	8.8							20.5
CENERGICA	0.9	0.6	0.0	0.2	0.0	0.7							2.4
MERELEC	14.1	3.0	0.5	0.4	0.0	2.3							20.4
ORIGEM S.A. de C.V.	9.2	0.5	0.0	0.0	0.0	9.6							19.2
DUKE (COM)	11.2	12.9	0.0	0.2	0.0	8.1							32.4
TEXTUFIL	14.4	22.0	30.6	24.6	22.8	15.9							130.4
INE S.A. DE C.V. (COM)	6.2	5.6	6.0	6.0	5.0	0.7							29.5
BOREALIS	0.1	0.0	0.2	0.4	0.5	0.3							1.4
GECSA	0.0	0.1	0.3	1.2	0.7	0.5							2.8
HILCASA	0.0	0.0	0.2	0.7	0.5	0.3							1.7
LA CABAÑA	2.5	1.9	2.3	2.5	4.5	0.0							13.6
CENER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
CHAPARRASTIQUE	1.8	1.0	0.8	0.5	0.0	0.0							4.1
ENERSICA, S.A. DE C.V.	7.0	3.2	3.5	0.0	0.0	7.4							21.1
ELECTRONOVA	2.0	0.0	0.4	0.3	0.0	4.8							7.6
SAN DIEGO	0.9	1.3	0.0	0.4	0.0	0.2							2.8
EDECSA	9.6	4.0	0.6	0.5	0.0	2.6							17.3
COMERCIA	7.6	2.2	0.1	0.1	0.0	4.6							14.6
Total	92.2	59.4	47.2	39.7	37.1	67.9	-	-	-	-	-	-	343.5



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.	25.0	23.9	31.1	20.9	20.5	16.9								138.3
CEL - Comercializadora	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4								2.4
LAGEO (COM)														0.0
POLIWATT		0.1												0.1
CENERGICA	0.5	8.7	12.5	11.7	13.8	7.1								54.3
MERELEC	7.2	7.1	6.6	8.4	2.3	0.1								31.6
ORIGEM	0.0		0.2	0.2										0.4
DUKE (COM)	0.0	0.0	0.0											0.0
TEXTUFIL	0.4	0.6	0.7	0.7	0.7	0.5								3.5
ABRUZZO S.A. DE C.V.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0								0.0
EDESAL S.A. de C.V. (COM)	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8								4.8
INE S.A. DE C.V. (COM)							0.5							0.5
BOREALIS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0								0.1
GECSA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0								0.2
HILCASA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0								0.0
LA CABAÑA														0.0
CENER	0.0	0.0	0.0											0.0
CHAPARRASTIQUE	0.0	0.0	0.2	0.1	0.2	0.2								0.8
ENERSICA	3.8	4.3	7.6											15.7
ELECTRONOVA		0.3	0.5	0.2	1.1	0.3								2.4
SAN DIEGO														0.0
EDECSA	7.6	0.3	2.2	0.7	0.8	0.3								11.9
COMERCIA	4.9	0.2	0.1	0.0	0.1	0.0								5.4
Total	50.7	46.7	63.1	44.1	40.7	27.1	-	-	-	-	-	-	-	272.4

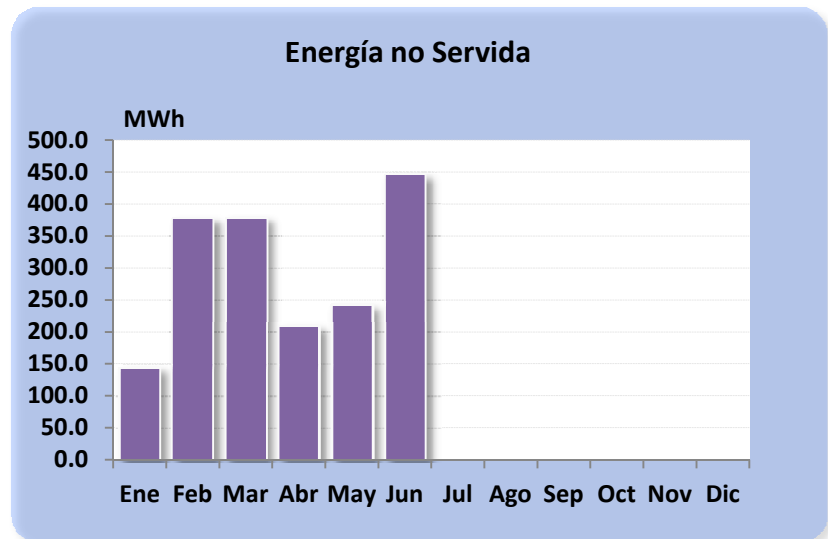


X- Energía no servida y Pérdidas de transmisión

Cuadro No. 14

Energía no Servida		
Mes	MWh	% Var. Mensual
Ene	143.7	0.0%
Feb	377.8	162.9%
Mar	378.1	0.1%
Abr	209.1	-44.7%
May	242.2	15.8%
Jun	445.6	84.0%
Jul		
Ago		
Sep		
Oct		
Nov		
Dic		
Total	1,796.4	

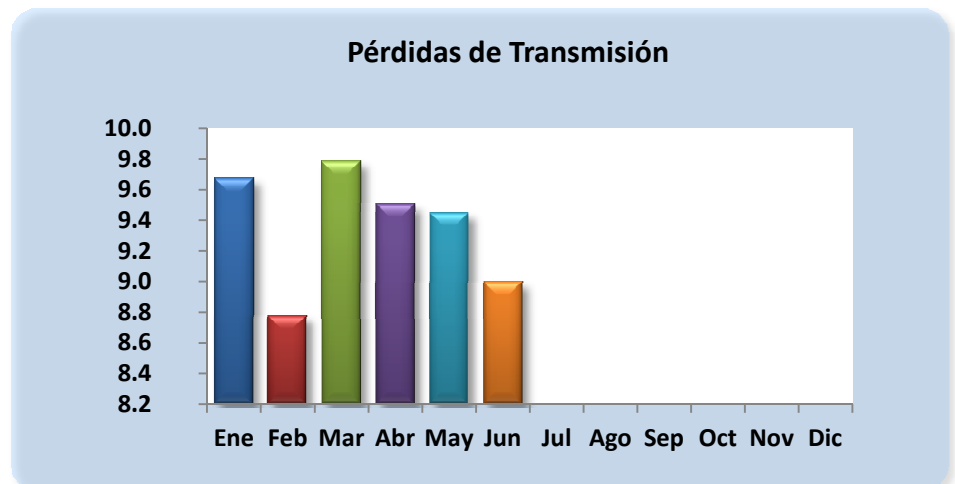
Gráfico No. 10



Cuadro No. 15

Pérdida de Trasmisión		
Mes	GWh	% Var. Mensual
Ene	9.7	0.0%
Feb	8.8	-9.2%
Mar	9.8	11.5%
Abr	9.5	-2.9%
May	9.4	-0.5%
Jun	9.0	-4.8%
Jul		
Ago		
Sep		
Oct		
Nov		
Dic		

Gráfico No. 11



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
CAESS	Cerrón Grande	8.1	8.1	9.1	8.8	8.8	8.4							51.4
	Nejapa	25.6	25.1	28.1	27.1	27.6	26.2							159.6
	San Antonio	41.6	39.7	46.2	43.6	46.0	43.6							260.7
	San Bartolo	30.5	26.4	28.2	26.7	28.4	29.7							169.9
	Soyapango	42.7	45.2	52.8	48.7	50.3	44.3							284.0
	San Rafael	8.7	8.4	9.4	9.2	9.1	8.8							53.6
	Santo Tomás	8.2	8.4	8.1	8.4	9.3	8.8							51.1
	Nuevo Cuscatlán ^{3v}	4.2	4.1	4.5	4.5	4.7	4.5							26.5
	Sub-Total	169.6	165.4	186.5	176.9	184.2	174.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DELSUR	Ateos	11.1	10.0	11.0	10.4	11.4	10.6							64.5
	Acajutla	0.5	0.5	0.7	0.6	0.7	0.6							3.5
	Borealis	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
	Nuevo Cuscatlán	46.3	44.5	48.7	46.2	48.9	47.3							281.9
	Nejapa	3.8	3.5	3.6	3.5	4.5	4.3							23.2
	Opico	17.0	15.1	16.6	16.0	16.0	15.0							95.7
	El Pedregal	15.7	13.1	14.7	14.4	14.4	13.5							85.7
	Santa Ana	1.6	2.1	2.5	2.4	1.7	1.7							12.1
	San Bartolo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
	Soyapango	6.4	6.9	7.8	7.5	7.6	6.9							43.0
	San Rafael	4.5	4.2	4.7	4.7	4.7	4.5							27.3
	Santo Tomás	13.6	14.0	16.0	15.5	16.6	15.9							91.6
	Sicepasa	0.1	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0							0.4
Tecoluca	10.4	9.2	10.3	10.4	10.2	9.8							60.3	
Sub-Total	131.0	123.1	136.8	131.5	136.6	130.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	789.2
AES CLESA	Acajutla	8.9	8.3	9.5	9.6	9.3	8.6							54.1
	Ahuachapán	8.0	7.5	8.3	8.7	8.1	7.7							48.4
	Ateos	22.7	22.2	24.8	23.5	24.9	23.9							142.0
	Guajoyo	4.0	4.0	4.7	4.5	4.3	4.1							25.6
	Opico	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	0.2							0.9
	Santa Ana	21.4	20.3	23.2	21.6	22.4	21.0							129.9
	Sonsonate	8.6	8.2	9.3	9.3	9.1	8.3							52.9
	Sub-Total	73.8	70.7	79.8	77.5	78.3	73.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EEO	15 de Septiembre	6.1	5.8	6.3	6.2	6.0	5.9							36.4
	San Miguel	29.2	26.4	31.0	30.8	31.2	30.1							178.7
	La Unión	11.8	12.7	14.6	13.5	13.1	11.5							77.3
	Chaparrastique	1.5	1.4	1.6	1.6	1.6	1.2							8.9
Sub-Total	48.7	46.2	53.5	52.1	52.0	48.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	301.3
DEUSEM	Ozatlán	11.1	10.7	12.0	12.0	12.0	11.5							69.3
	Sub-Total	11.1	10.7	12.0	12.0	12.0	11.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	69.3
B&D	San Bartolo	2.6	2.3	2.7	2.0	2.5	2.5							14.6
	Sub-Total	2.6	2.3	2.7	2.0	2.5	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.6
Edesal	Ateos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
	Gecca	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
	El Angel	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
	Nejapa	2.1	2.0	2.4	2.4	2.5	2.2							13.8
	Talnique	3.2	3.4	3.7	3.3	3.5	3.6							20.7
Sub-Total	5.4	5.5	6.1	5.7	6.0	5.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.5
Excelergy	15 de Septiembre	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
	Acajutla	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
	Ahuachapán	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							0.1
	Cerrón Grande	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6							3.8
	Guajoyo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
	Nuevo Cuscatlán	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3							1.8
	Nejapa	2.4	2.2	2.4	2.3	2.4	2.3							13.9
	Opico	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
	Ozatlán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
	El Pedregal	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1							0.3
	Santa Ana	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
	San Antonio	4.7	4.2	4.6	4.4	4.6	4.4							26.9
	San Bartolo	3.2	2.9	3.0	2.8	2.9	2.8							17.6
	San Miguel	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.1
	Sonsonate	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.1
	Soyapango	4.4	4.0	4.4	4.2	4.4	4.2							25.5
	San Rafael	0.7	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7							4.1
	Santo Tomás	0.8	0.7	0.8	0.7	0.8	0.8							4.5
Tecoluca	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0	
Talnique	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0	
Sub-Total	17.2	15.5	16.9	16.2	16.8	16.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	98.7
Cel-Com	15 de Septiembre	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1							0.5
	Ateos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
	Cerrón Grande	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1							0.7
	Guajoyo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.2
	Nuevo Cuscatlán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.1
	Nejapa	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							0.1
	Santa Ana	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
	San Antonio	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1							0.6
	San Bartolo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0
San Miguel	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.0	



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
INE	Talnique	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1							0.2
	Sub-Total	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
El Angel	El angel	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2							0.6
	Sub-Total	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
Invinter	Sicepasa	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	18.9	17.5	19.3	18.7	19.1	17.8							111.3
	Santa Ana	5.9	5.6	6.4	6.1	6.4	5.9							36.3
	San Miguel	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.2
	Sub-Total	24.8	23.2	25.8	24.8	25.5	23.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	147.7
Consorcio	Acajutla	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
	Sub-Total	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hanesbrands	Opico	5.9	5.8	6.6	6.3	6.5	6.3							37.2
	Sub-Total	5.9	5.8	6.6	6.3	6.5	6.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.2
Termopuerto	Termopuerto	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
	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
American Park	Ateos	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		495.3	472.7	532.6	510.6	526.2	499.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3,036.9

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(*)	8	8	4	14	9	19							62
Líneas de 115 kV	10	9	26	9	17	9							80
Circuitos de 46 kV	59	51	75	114	118	134							551
Circuitos de 34.5 kV	4	0	7	7	2	3							23
Circuitos de 23 kV	12	5	15	6	13	15							66
TOTALES	93	73	127	150	159	180	0	0	0	0	0	0	782

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

Cuadro No. 18

TIPO DE INTERRUPCION	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Mantenimientos en Líneas de transmisión a 115 kV	9	7	13	11	9	12							61
Fallas en Líneas de Transmisión a 115 kV	1	2	13	3	8	7							34
Mantenimientos en Líneas de Transmisión a 230 kV Internas (1)	0	3	2	4	3	2							14
Fallas en Líneas de Transmisión a 230 kV Internas (1)	3	2	0	1	0	3							9
Aperturas por otras causas en LT a 230 kV Internas (3)	2	0	0	0	0	0							2
Mantenimientos en Líneas de Interconexión (2)	3	2	2	1	4	2							14
Fallas en Líneas de Interconexión (2)	0	1	0	3	2	2							8
Operación del EDLI (2)	0	0	0	0	0	0							0
Aperturas por otras causas en Línea de Interconexión (3)	0	0	0	0	0	0							0
Mantenimiento de Circuitos de Distribución	28	22	35	31	37	39							192
Fallas en Circuitos de Distribución	47	34	62	96	96	113							448
TOTALES	93	73	127	150	159	180	0	0	0	0	0	0	782

(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.

Cuadro No. 19

RESPONSABLE	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ANDA	2	3	3	4	5	4							21
B&D	0	0	1	1	1	3							6
CAESS	9	4	8	8	13	13							55
CASSA	0	0	0	2	0	0							2
HOLCIM	2	3	2	3	10	1							21
CLESA	6	8	17	25	22	19							97
DELSUR	20	19	24	22	48	32							165
EEO	19	6	29	34	26	55							169
DEUSEM	5	1	0	0	0	2							8
EDESAL	3	0	4	3	3	5							18
ETESAL	19	22	32	37	20	39							169
NEJAPA POWER	0	0	0	0	0	0							0
HANES	1	0	1	0	1	0							3
UT	2	0	0	0	0	0							2
LAGEO	0	0	0	0	1	0							1
DUKE ENERGY	0	0	3	0	0	0							3
INE	0	0	0	0	0	0							0
TERMOPUERTO	1	0	0	0	0	0							1
GUATEMALA	0	2	1	2	4	1							10
HONDURAS	0	1	0	3	0	0							4
NICARAGUA	0	0	0	0	0	0							0
COSTA RICA	0	0	0	0	0	0							0
PANAMA	0	0	0	0	0	0							0
EPR	4	4	2	6	5	6							27
TOTALES	93	73	127	150	159	180	0	0	0	0	0	0	782



XIII- Límites de voltaje

Enero - Junio

Cuadro No. 20

ENTREGAS A 34.5 Kv						
VOLTAJES	SUBESTACION					
	ACAJUTLA			ATEOS		
	DEMANDA			DEMANDA		
	min	med	max	min	med	max
>1.05	0	1	1	0	0	0
<0.95	0	0	0	0	0	0

ENTREGAS A 23 Kv															
VOLTAJES	SUBESTACION														
	NVO. CUSCATLAN			SAN BARTOLO			NEJAPA			SAN ANTONIO			SOYAPANGO		
	DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA		
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max
>1.05	51	41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	101	12
<0.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ENTREGAS A 46 Kv																
VOLTAJES	SUBESTACION															
	SONSONATE			SANTO TOMAS			OPICO			SOYAPANGO			ATEOS			
	DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
>1.05	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	6	18	0	0	0
<0.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

VOLTAJES	SUBESTACION														
	SAN MIGUEL			TECOLUCA			15 DE SEPT.			S. R. CEDROS			CERRON GRANDE		
	DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA		
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max
>1.05	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<0.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

VOLTAJES	SUBESTACION														
	GUAJOYO			SANTA ANA			AHUACHAPAN			ACAJUTLA			OZATLAN		
	DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA			DEMANDA		
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max
>1.05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	3	0	0	0
<0.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

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

XIV- Cuadro de Mantenimientos Programados

SEMANA 20 DE 2014 - SEMANA 19 DE 2015

	PLANTA/UNIDAD	PROGRAMADO	DURACIÓN	REPROGRAMADO	DURACIÓN	EJECUTADO	DURACIÓN	MOTIVO	
CEL	GUAJOYO								
	UNIDAD 1	19-abr-15	08-may-15	20 DIAS				Mantenimiento mayor	
	CERRON GRANDE								
	UNIDAD 1	21-jun-14	12-jul-14	22 DIAS	12-jul-14	02-ago-14	22 DIAS	Mantenimiento mayor y reparación de fisura del álabe No.12 del rodete de la tubería.	
	UNIDAD 2	26-jul-14	30-jul-14	5 DIAS	07-ago-14	11-ago-14	5 DIAS	Inspección rodete de turbina	
	5 DE NOVIEMBRE								
	UNIDAD 1	19-ene-15	04-feb-15	17 DIAS				Mantenimiento mayor	
	UNIDAD 3	09-mar-15	24-mar-15	16 DIAS				Mantenimiento mayor	
	UNIDAD 4	06-abr-15	15-abr-15	10 DIAS				Inspección del generador	
	15 DE SEPTIEMBRE								
UNIDAD 2	08-feb-15	28-feb-15	21 DIAS				Mantenimiento mayor		
UNIDAD 1	02-mar-15	07-mar-15	6 DIAS				Inspección de turbina por garantía de trabajos realizados en 2014		
LAGEO	AHUACHAPAN								
	UNIDAD 1	28-jun-14	26-jul-14	29 DIAS			29-jun-14	Mantenimiento mayor	
	UNIDAD 1	13/07/2014 06:00	13/07/2014 12:59	7 HORAS				Mantenimiento a la subestación	
	UNIDAD 2 y 3	13/07/2014 10:00	13/07/2014 17:59	8 HORAS				Mantenimiento a la subestación	
	BERLIN								
	UNIDAD 3	03-ago-14	27-ago-14	25 DIAS				Mantenimiento mayor	
	UNIDAD 1	06-oct-14	30-oct-14		25 DIAS			Mantenimiento mayor	
	UNIDAD 4	04-oct-14	24-oct-14	21 DIAS				Mantenimiento mayor	
	BERL PLANTA	19/10/2014 07:00	19/10/2014 15:59	9 HORAS				Mantenimiento a subestación	
	DUKE ENERGY	ACAJUTLA							
MOTOR 2		31-may-14	26-jun-14	27 DIAS	04-oct-14	30-oct-14	27 DIAS	Mantenimiento de 72,000 horas	
MOTOR 8		12-jul-14	07-ago-14	27 DIAS				Mantenimiento de 72,000 horas	
UNIDAD 5		11-ago-14	01-oct-14	52 DIAS				Mantenimiento de 12,000 horas	
MOTOR 1		23-ago-14	18-sep-14	27 DIAS				Mantenimiento de 84,000 horas	
UNIDAD 4		04-oct-14	18-oct-14	15 DIAS				Mantenimiento a subestación	
MOTOR 3		04-oct-14	30-oct-14	27 DIAS	31-may-14	26-jun-14	27 DIAS	Mantenimiento de 84,000 horas	
UNIDAD 1		27-oct-14	16-nov-14	21 DIAS				Mantenimiento de 8,000 horas (bianual)	
MOTORES 1 a 9, U4 y U5		08/11/2014 22:00	09/11/2014 16:00	18 HORAS				Mantenimiento a subestación	
CENERGICA		NEJAPA POWER							
	MOTOR 11	02-jun-14	15-jun-14	14 DIAS			02-jun-14	Mantenimiento intermedio motor y generador	
	MOTOR 20	16-jun-14	06-jul-14	21 DIAS			Reprogramado por NEPO	Mantenimiento mayor motor y generador	
	MOTOR 25	07-jul-14	20-jul-14	14 DIAS	16-jun-14	29-jun-14	14 DIAS	Mantenimiento intermedio motor y generador	
	MOTOR 14	21-jul-14	10-ago-14	21 DIAS			16-jun-14	Mantenimiento mayor motor y generador	
	MOTOR 10	11-ago-14	24-ago-14	14 DIAS			27-jun-14	Mantenimiento intermedio motor y generador	
	MOTOR 23	25-ago-14	07-sep-14	14 DIAS				Mantenimiento intermedio motor y generador	
	MOTOR 22	08-sep-14	28-sep-14	21 DIAS				Mantenimiento mayor motor y generador	
	MOTOR 13	29-sep-14	12-oct-14	14 DIAS				Mantenimiento intermedio motor y generador	
	MOTOR 18	13-oct-14	02-nov-14	21 DIAS				Mantenimiento mayor motor y generador	
MOTOR 01	03-nov-14	23-nov-14	21 DIAS				Mantenimiento mayor motor y generador		
NEPO FASE 1	08/08/2014 16:00	11/08/2014 04:00	3 DIAS				Limpieza, inspección y medición de espesores de tanque diario HFO de Fase 1 (ir		
NEPO PLANTA	10/08/2014 05:00	10/08/2014 17:00	12 HORAS				Mantenimiento mayor subestación NEPO (indisponibles todos los motores)		
INE	HILCASA								
	MOTOR 4	06-oct-14	11-oct-14	6 DIAS				Mantenimiento de 9,000 horas	
	MOTOR 3	13-oct-14	18-oct-14	6 DIAS				Mantenimiento de 9,000 horas	
	MOTOR 2	20-oct-14	25-oct-14	6 DIAS				Mantenimiento de 9,000 horas	
	MOTOR 1	27-oct-14	01-nov-14	6 DIAS				Mantenimiento de 9,000 horas	
	TALNIQUE								
	MOTOR 5	17-may-14	31-may-14	15 DIAS			17-may-14	Mantenimiento de 36,000 horas	
	MOTOR 4	12-jul-14	26-jul-14	15 DIAS			01-jun-14	Mantenimiento de 36,000 horas	
	MOTOR 8	16-ago-14	30-ago-14	15 DIAS				Mantenimiento de 36,000 horas	
	MOTOR 6	20-sep-14	04-oct-14	15 DIAS				Mantenimiento de 36,000 horas	
MOTOR 7	25-oct-14	08-nov-14	15 DIAS				Mantenimiento de 36,000 horas		
MOTORES 1 a 3	18-ene-15	18-ene-15	9 HORAS				Mantenimiento al Transformador		
MOTORES 4 a 9	25-ene-15	25-ene-15	9 HORAS				Mantenimiento al Transformador		
TEXTUFIL	TERMOPUERTO								
	MOTOR 1	01-sep-14	15-sep-14	15 DIAS				Mantenimiento de 12,000 horas	
	MOTOR 2	20-sep-14	04-oct-14	15 DIAS				Mantenimiento de 12,000 horas	
	MOTOR 3	11-oct-14	25-oct-14	15 DIAS				Mantenimiento de 12,000 horas	
	MOTOR 4	01-nov-14	15-nov-14	15 DIAS				Mantenimiento de 12,000 horas	
	TEXTUFIL								
	MOTOR 1	31-may-14	09-jun-14	10 DIAS	14-jun-14	23-jun-14	10 DIAS	14-jun-14	Mantenimiento de 45,000 horas
	MOTOR 2	14-jun-14	23-jun-14	10 DIAS	31-may-14	09-jun-14	10 DIAS	31-may-14	Mantenimiento de 45,000 horas
	MOTOR 6	23-ago-14	01-sep-14	10 DIAS				08-jun-14	Mantenimiento de 15,000 horas
	MOTOR 7	06-sep-14	15-sep-14	10 DIAS					Mantenimiento de 15,000 horas
MOTOR 3	20-sep-14	29-sep-14	10 DIAS					Mantenimiento de 7,500 horas	
MOTOR 4	04-oct-14	13-oct-14	10 DIAS					Mantenimiento de 7,500 horas	
MOTOR 5	18-oct-14	27-oct-14	10 DIAS					Mantenimiento de 7,500 horas	
BOREAL	BOREALIS								
	MOTOR 1	16-jul-14	30-jul-14	15 DIAS				Mantenimiento de 6,000 horas	
	MOTOR 8	27-ago-14	10-sep-14	15 DIAS				Mantenimiento de 6,000 horas	



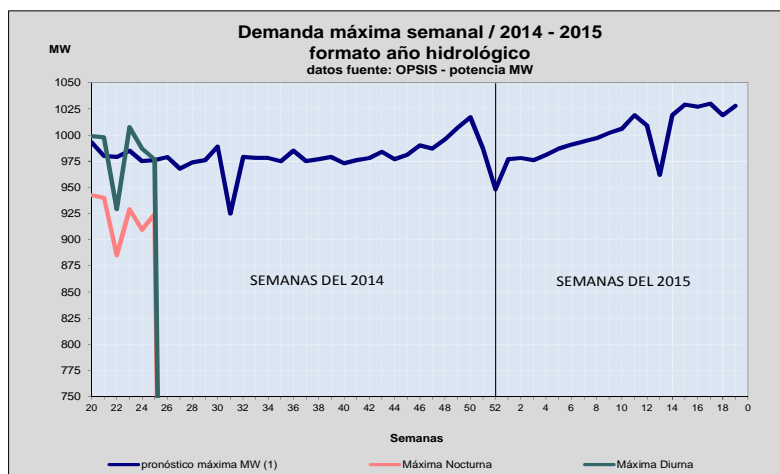
XV- Demanda máxima coincidental por recurso

Cuadro No. 22

Demanda máxima coincidental por recurso												
RECURSO	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
DIA DEL MES	29	24	26	8	20	12						
	14:00	14:30	14:30	14:30	11:30	13:30						
	Miércoles	Lunes	Miércoles	Martes	Martes	Jueves						
GUAJOYO	12	14	12	13	12	14						
HOLCIM	0	0	0	0	0	0						
CERRON GRANDE	83	144	143	142	134	123						
5 DE NOVIEMBRE	80	69	80	87	85	91						
15 DE SEPTIEMBRE	90	90	90	86	91	91						
AHUACHAPAN	71	68	74	73	75	72						
BERLIN	104	103	103	102	102	101						
ACAJUTLA	133	143	158	132	137	122						
SOYAPANGO	0	15	15	15	15	15						
NEJAPA POWER	20	126	129	130	135	135						
CASSA	25	25	28	26	17	22						
TEXTUFIL	41	31	34	39	36	26						
TALNIQUE	94	95	84	80	86	96						
GECSA	0	0	10	0	11	11						
BOREALIS	0	0	12	0	12	12						
HILCASA	0	0	6	0	6	6						
TERMOPUERTO	51	68	52	51	70	53						
INGENIO EL ANGEL	27	26	8	28	0	0						
INGENIO LA CABAÑA	3	3	3	3	8	0						
INGENIO CHAPARRASTIQUE	2	2	0	0	0	0						
IMPORTACION NETA(*)	97	0	0	25	0	18						
EXPORTACION NETA (*)	0	47	34	0	33	0						
DEMANDA NACIONAL	933	973	1007	1,031	999	1007	0	0	0	0	0	0

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

Gráfico No. 12



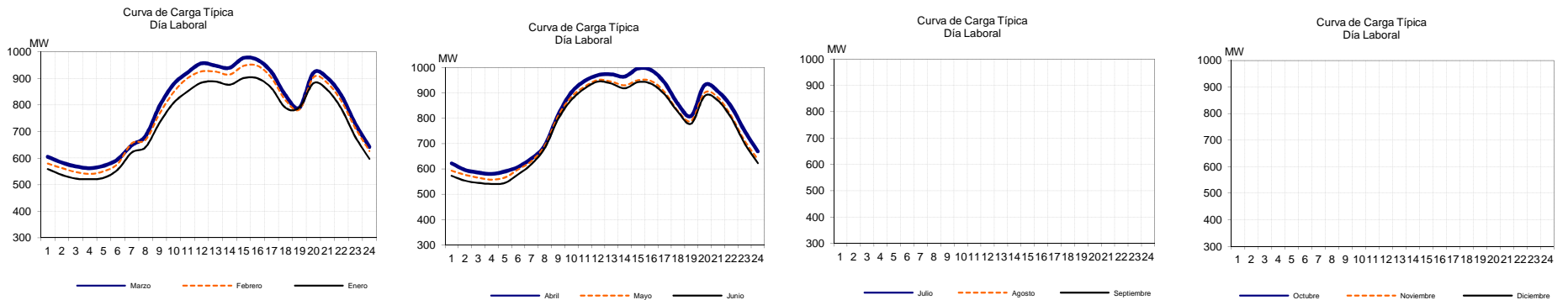
XVI- Curvas típicas de carga

Día Laboral

Cuadro No. 23
Curvas típicas de carga (MW)

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	559	580	605	622	593	573						
2	537	563	583	596	577	554						
3	523	548	569	586	565	545						
4	521	541	562	580	558	541						
5	526	551	571	590	566	545						
6	557	579	595	608	598	579						
7	621	656	648	641	631	619						
8	642	670	683	693	693	683						
9	734	769	796	813	809	797						
10	808	849	878	902	885	873						
11	851	902	922	947	925	918						
12	884	927	957	970	951	945						
13	888	926	948	973	945	937						
14	876	915	940	964	930	918						
15	901	948	977	996	950	943						
16	900	948	970	989	947	936						
17	863	902	924	940	903	894						
18	789	818	837	856	829	825						
19	791	784	790	809	790	779						
20	882	905	921	930	901	888						
21	856	883	902	906	882	870						
22	785	814	836	846	809	801						
23	679	712	729	751	712	701						
24	597	627	642	669	638	623						

Gráfico No. 13



XVI- Curvas típicas de carga

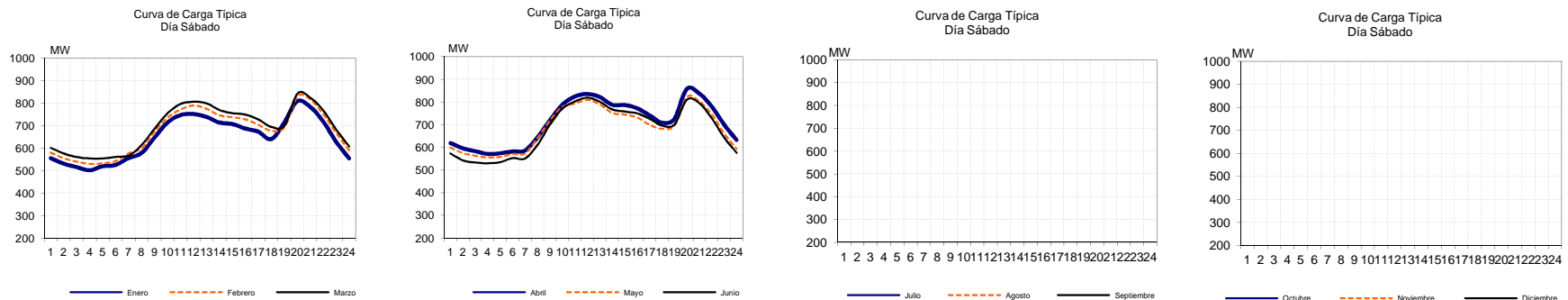
Día Sábado

Cuadro No. 24

Curvas típicas de carga (MW)

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	555	579	601	619	598	573						
2	530	554	576	596	575	543						
3	515	539	560	583	563	533						
4	501	529	554	571	556	530						
5	519	532	554	574	558	535						
6	525	542	561	582	570	553						
7	555	577	567	586	573	551						
8	578	599	614	645	640	611						
9	647	673	687	720	718	700						
10	714	735	755	789	779	771						
11	747	771	796	825	793	802						
12	752	789	806	836	809	819						
13	739	774	799	823	789	801						
14	714	745	769	788	752	767						
15	707	737	755	787	744	758						
16	687	727	749	773	732	750						
17	673	703	727	742	699	726						
18	640	676	694	709	682	696						
19	714	692	699	726	696	701						
20	809	829	842	858	822	810						
21	784	816	824	838	802	795						
22	719	750	767	781	745	728						
23	628	666	682	701	660	643						
24	554	589	607	633	593	576						

Gráfico No. 14





XVI- Curvas típicas de carga

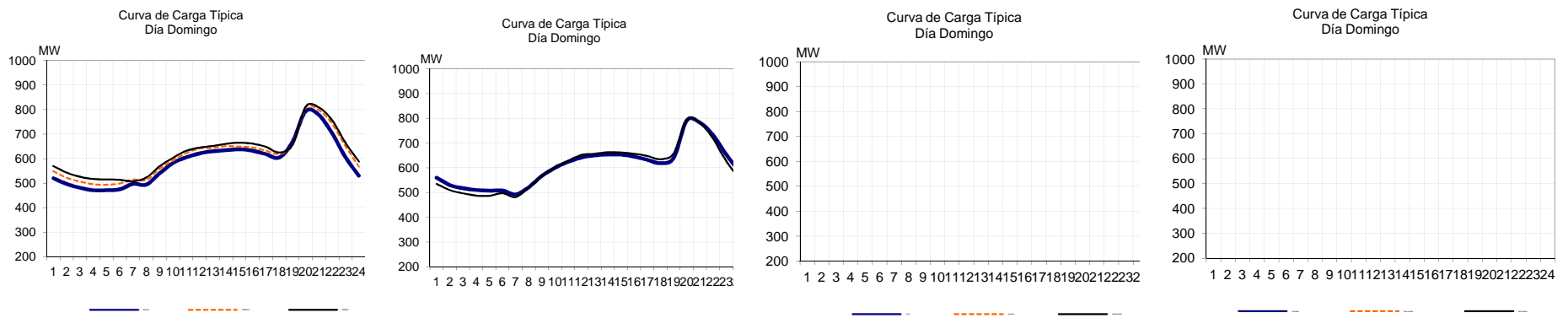
Día Domingo

Cuadro No. 25

Curvas típicas de carga (MW)

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	520	549	570	560	555	535						
2	496	522	543	530	529	510						
3	481	507	526	517	514	497						
4	471	496	517	510	504	488						
5	471	494	515	507	501	487						
6	475	499	514	508	509	498						
7	497	515	508	492	491	482						
8	494	513	523	521	534	522						
9	540	559	569	567	578	568						
10	582	592	603	600	618	602						
11	605	622	632	624	646	629						
12	621	641	645	641	661	652						
13	630	643	652	650	670	657						
14	634	651	660	653	674	663						
15	638	649	665	653	675	662						
16	632	645	661	645	667	657						
17	618	632	648	632	655	648						
18	604	619	625	618	641	635						
19	668	655	656	639	666	658						
20	793	807	813	791	813	794						
21	777	796	808	782	806	782						
22	702	740	755	731	745	718						
23	605	649	663	653	655	628						
24	530	567	588	584	578	556						

Gráfico No. 15





XVI- Curvas típicas de carga estación seca

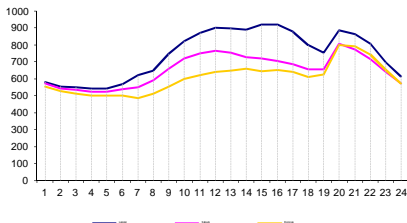
Cuadro No. 26

Hora	Laboral	Sábado	Domingo
1	581	572	555
2	553	542	526
3	549	534	514
4	542	522	501
5	542	523	501
6	567	539	499
7	620	549	487
8	647	590	512
9	747	658	555
10	821	719	598
11	870	749	620
12	902	765	639
13	899	752	647
14	891	727	658
15	919	718	643
16	919	705	652
17	878	684	639
18	800	655	611
19	753	655	626
20	886	805	799
21	863	774	793
22	805	716	742
23	696	641	651
24	613	573	574

Nota: corresponde al mes de Marzo 2013

Gráfico No. 16

Curva de Carga Típica Estación Seca





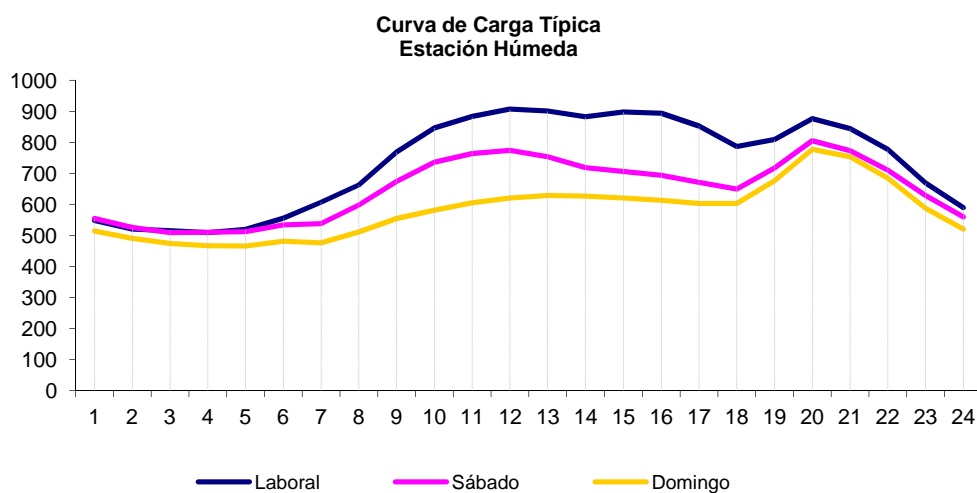
XVI- Curvas típicas de carga estación húmeda

Cuadro No. 27

Hora	Laboral	Sábado	Domingo
1	548	555	514
2	520	526	491
3	515	509	474
4	509	510	467
5	519	512	466
6	556	534	481
7	607	538	476
8	663	598	511
9	769	674	554
10	846	736	581
11	883	764	605
12	907	774	620
13	901	753	629
14	882	718	627
15	898	706	621
16	894	694	613
17	852	671	603
18	786	649	603
19	809	717	676
20	876	805	777
21	844	773	754
22	777	710	684
23	669	629	588
24	590	560	520

Nota: corresponde al período Septiembre-2013

Gráfico No. 17





XVII - Déficit de Reserva de Potencia

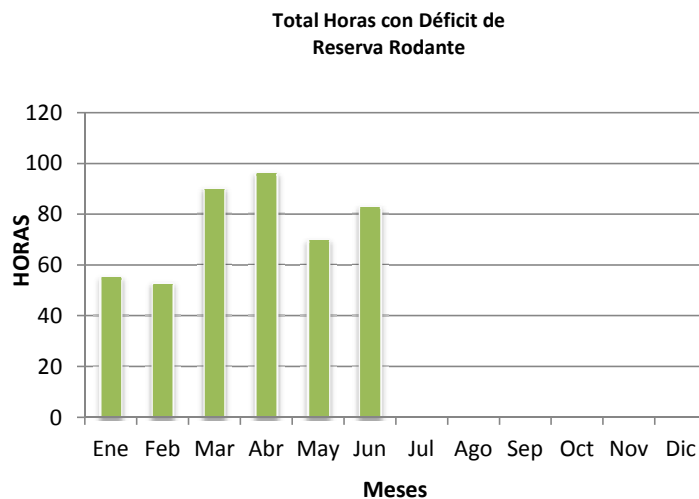
Cuadro No. 28

Mes	Total de horas con deficit de reserva (*)	Promedio de reserva	Margen Reserva Mínima Alcanzada
Ene	55.2	2.5%	1.0%
Feb	53.0	2.6%	1.4%
Mar	90.2	2.5%	1.1%
Abr	96.2	2.5%	1.0%
May	70	2.5%	0.4%
Jun	83	2.5%	1.2%
Jul			
Ago			
Sep			
Oct			
Nov			
Dic			
TOTAL	447.6		

NOTA: EL REQUERIMIENTO MINIMO DE RESERVA RODANTE ES EL 7% DE LA DEMANDA

(*) LAS MUESTRAS QUE HAN SIDO CONTABILIZADAS TIENEN UNA DURACIÓN DE MEDIA HORA
LA MAYORIA DE LAS VIOLACIONES SON DEBIDAS A DEFICIT DE RESERVA POR ENTRADAS Y SALIDAS DE MAQUINAS.

Gráfico No. 18





XVIII- Cargos del Sistema

Cuadro No. 29

Meses	SIGET	UT	CUST	MR	FLEMG	PTRANSMIS
Enero	\$290,135.26	\$430,749.84	\$2,675,576.86	\$13,321.67	\$0.00	\$1,466,948.93
Febrero	\$282,047.73	\$419,142.60	\$2,600,995.05	\$138,375.30	\$0.00	\$1,398,161.49
Marzo	\$316,540.89	\$470,438.61	\$2,927,194.87	\$35,662.50	\$0.00	\$1,622,286.80
Abril	\$297,348.84	\$441,719.26	\$2,749,717.43	\$63,948.40	\$0.00	\$1,608,451.45
Mayo	\$303,950.03	\$451,891.20	\$2,810,761.60	\$66,820.84	\$0.00	\$1,575,329.91
Junio	\$281,227.81	\$417,995.73	\$2,600,639.08	\$25,293.75	\$0.00	\$1,435,818.50
Julio						
Agosto						
Septiembre						
Octubre						
Noviembre						
Diciembre						
TOTAL	\$1,771,250.56	\$2,631,937.23	\$16,364,884.89	\$343,422.46	\$0.00	\$9,106,997.09

^{1/} Valores sin IVA

Cuadro No. 29-A

Meses	REACTIVOS	ACVOLTAJE	COMP_EFI	RFC	CCT	TOTAL
Enero	\$6,931.64	\$4,571.42	\$69,980.92	\$0.00	\$1,272,755.73	\$6,230,972.27
Febrero	\$5,587.00	\$4,571.42	\$54,153.34	\$0.00	\$1,248,545.95	\$6,151,579.88
Marzo	\$6,172.59	\$4,565.28	\$66,874.51	\$0.00	\$899,435.77	\$6,349,171.82
Abril	\$7,172.89	\$4,571.42	\$82,075.35	\$0.00	\$869,070.80	\$6,124,075.85
Mayo	\$6,159.45	\$4,571.42	\$81,691.13	\$0.00	\$798,882.38	\$6,100,057.97
Junio	\$6,330.02	\$4,571.42	\$70,631.33	\$0.00	\$808,248.71	\$5,650,756.35
Julio						\$0.00
Agosto						\$0.00
Septiembre						\$0.00
Octubre						\$0.00
Noviembre						\$0.00
Diciembre						\$0.00
TOTAL	\$38,353.60	\$27,422.39	\$425,406.58	\$0.00	\$5,896,939.34	\$36,606,614.14

^{1/} Valores calculados según el ROBCP.



XIX -Monto de Servicios Auxiliares

Cuadro No. 30

Meses	Control Automático de Generación
Enero	\$642,185.40
Febrero	\$757,381.23
Marzo	\$945,444.10
Abril	\$1,011,323.25
Mayo	\$1,361,311.85
Junio	\$1,482,191.81
Julio	
Agosto	
Septiembre	
Octubre	
Noviembre	
Diciembre	
TOTAL	\$6,199,837.63



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