Presentación al Comité de Transición del Gobierno de Puerto Rico
Noviembre 2012

Presentado por:
Josué A. Colón Ortiz
Director Ejecutivo

Puerto Rico, La Estrella Brillante del Caribe

La AEE

Es una corporación pública establecida por ley en el 1941. Se rige por una Junta de Gobierno integrada por nueve miembros; siete de éstos nombrados por el Gobernador de Puerto Rico con el consentimiento del Senado (uno de éstos es el Secretario de Transportación y Obras Públicas) y dos representan a los clientes y se eligen mediante votación que supervisa el Departamento de Asuntos del Consumidor.

El Director Ejecutivo que dirige la organización operacional y administrativa de esta corporación pública, es nombrado por la Junta de Gobierno.

Como una de las compañías públicas de electricidad más grandes de los Estados Unidos, la AEE está clasificada como:

- Primera en clientes[1]
- Primera en ingresos[1]
- Octava en ventas en kWh[1]
- Octava en generación en kWh[1]

Clientes: 1.5 millones

[1]2012-2013 Public Power Annual Directory & Statistical Report (Publicación de la APPA)

Misión y Visión

VISIÓN

Ser competitiva con compañías de electricidad a nivel mundial

MISIÓN

Proveer el servicio eléctrico a nuestros clientes de la forma más eficiente, económica y confiable, sin menoscabo del ambiente

Tabla de Contenido

	Página
Infraestructura	5
Recursos Humanos	10
Generación	19
Servicio al Cliente	93
Finanzas	113
Planificación	128
Auditoría Interna	153
Transmisión y Distribución	155
Smart Grid	164

Infraestructura

Perfil de Generación de la AEE

Unidades Generatrices

• Central San Juan	400 MW
• Central Palo Seco	602 MW
• Central Costa Sur	990 MW
• Central Aguirre	900 MW
• Ciclo Combinado Aguirre	592 MW
• Ciclo Combinado San Juan	440 MW
• Turbinas Combustión Cambalache	247.5 MW
• Turbinas Mayagüez	220 MW

Unidades Generatrices

• Otras Turbinas de Combustión (18)	378 MW
• Unidades Diesel Vieques y Culebra	7.8 MW
• Unidades Hidroeléctricas (21)	99.8 MW
• AES (Carbón)	454.3 MW
• EcoEléctrica (Gas Natural)	507 MW

CAPACIDAD INSTALADA

AEE 4,877.1 MW

CAPACIDAD TOTAL INSTALADA

AEE MAS COGENERADORAS

5,838.4 MW

Infraestructura de Líneas Eléctricas

Generación

Líneas Transmisión

- 38kV 1,507 mi
- 115kV 741 mi
- 230kV 376 mi
- Total 2,624 mi

Subestaciones y Alimentadores

- Subestaciones
  - 334
  - 38kV 280
  - 115kV 54
- Alimentadores 1,271
- TC 115/38kV 38
- TC 230/115kV 5
- TC 230/115/38kV 5

Líneas de Distribución Primaria

- 13.20 kV 4,704 mi
- 8.32 kV 4,329 mi
- 4.16 kV 7,232 mi
- Total 16,265 mi

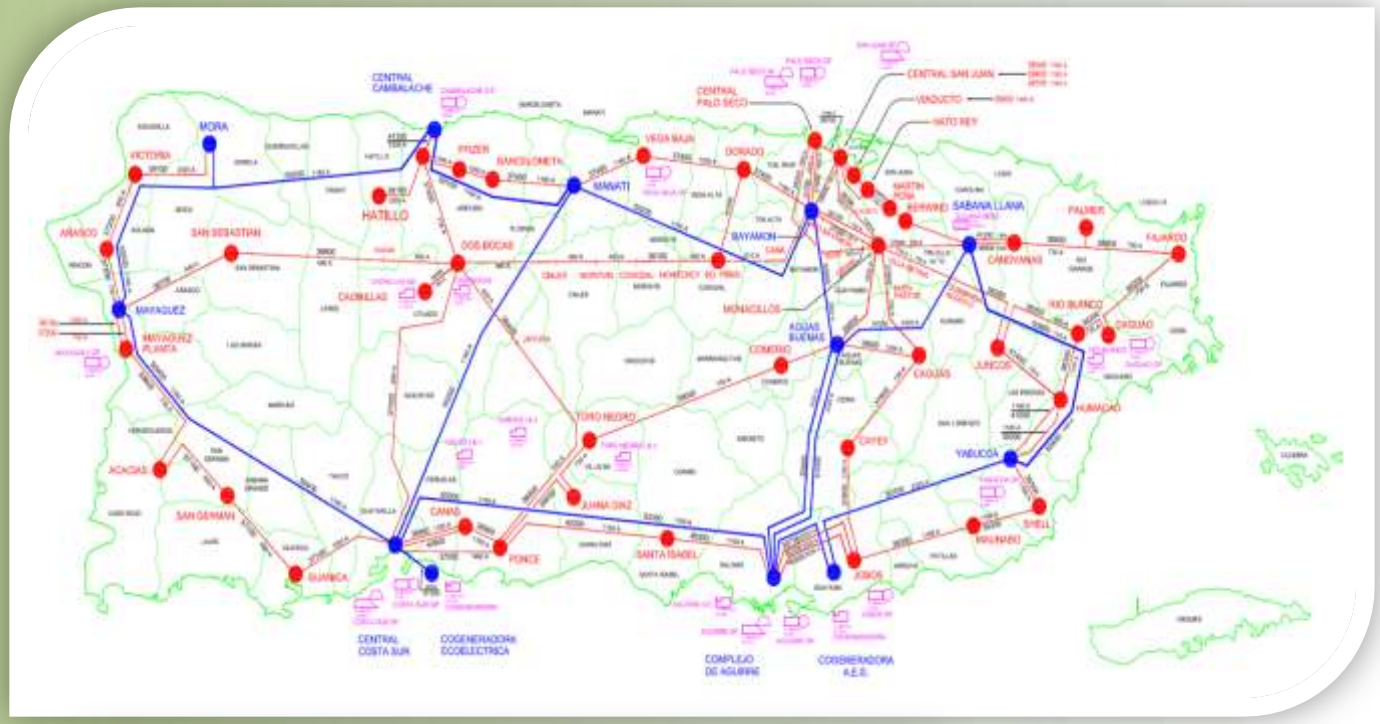
Líneas de Distribución Secundaria

- 16,929 mi

Total Millas de Transmisión: 2,624

Total Millas de Distribución: 33,194

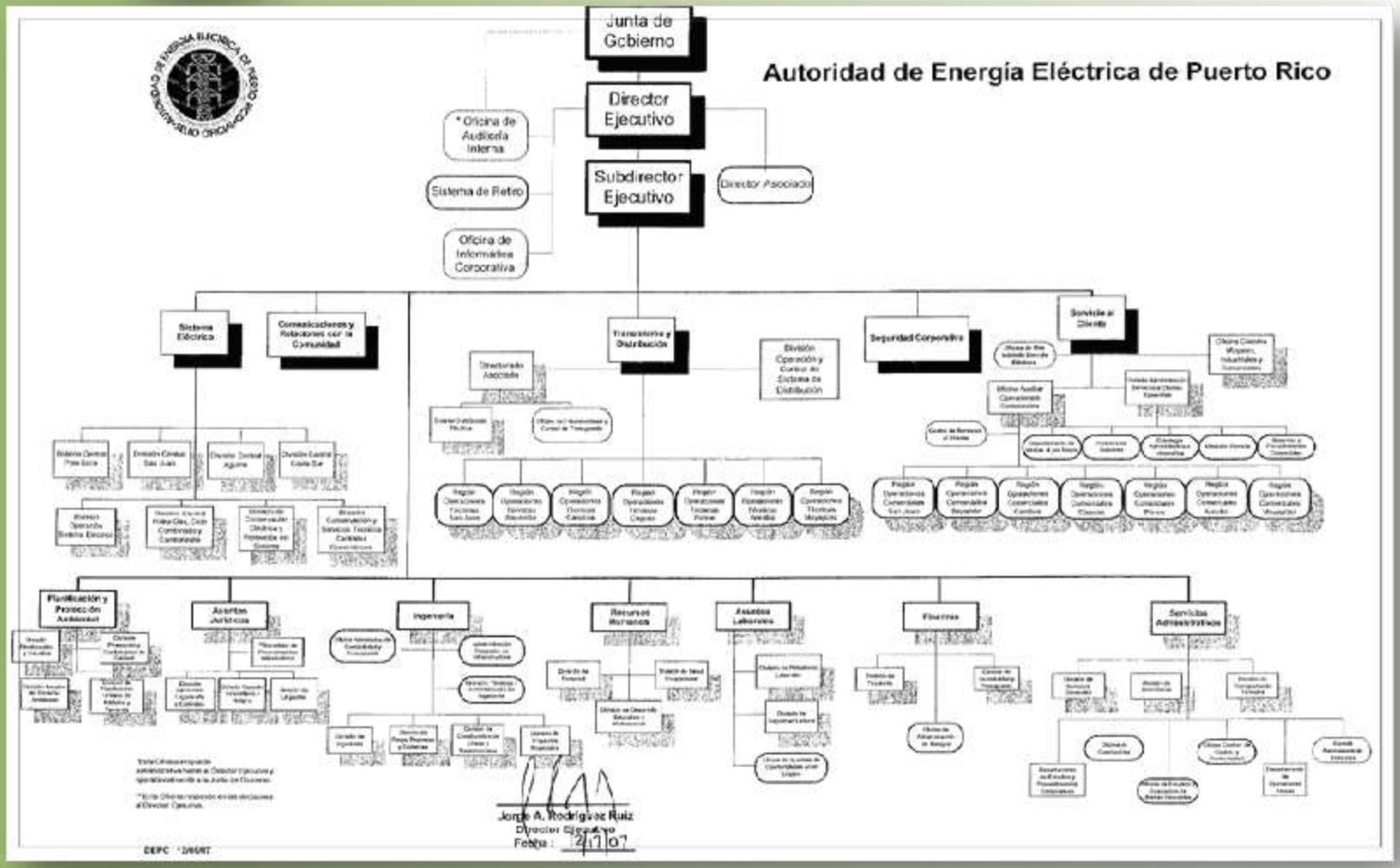
Mapa de Líneas de Transmisión



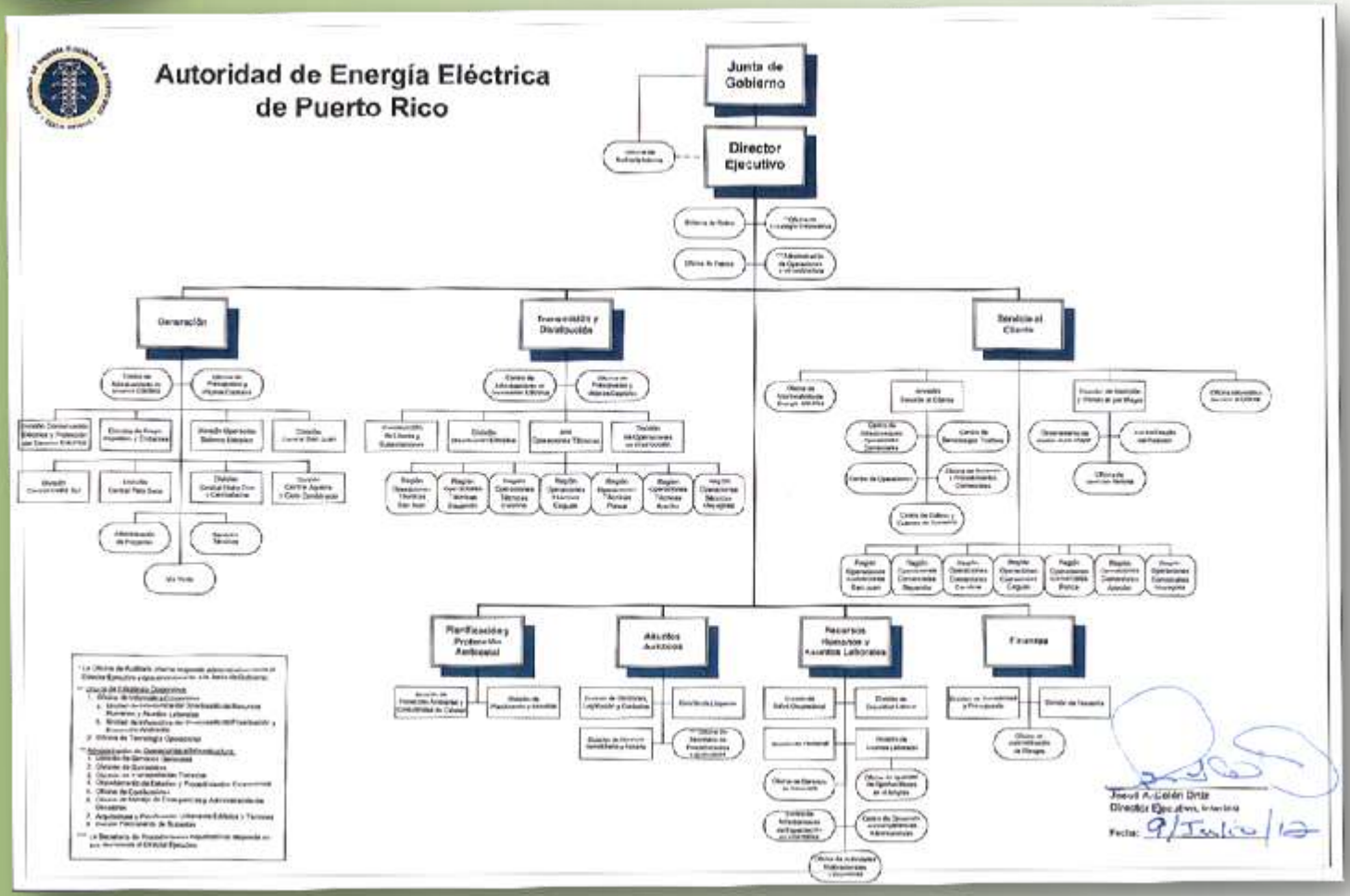
Instalaciones AEE

Recursos Humanos

Organigrama Vigente en el Año 2008

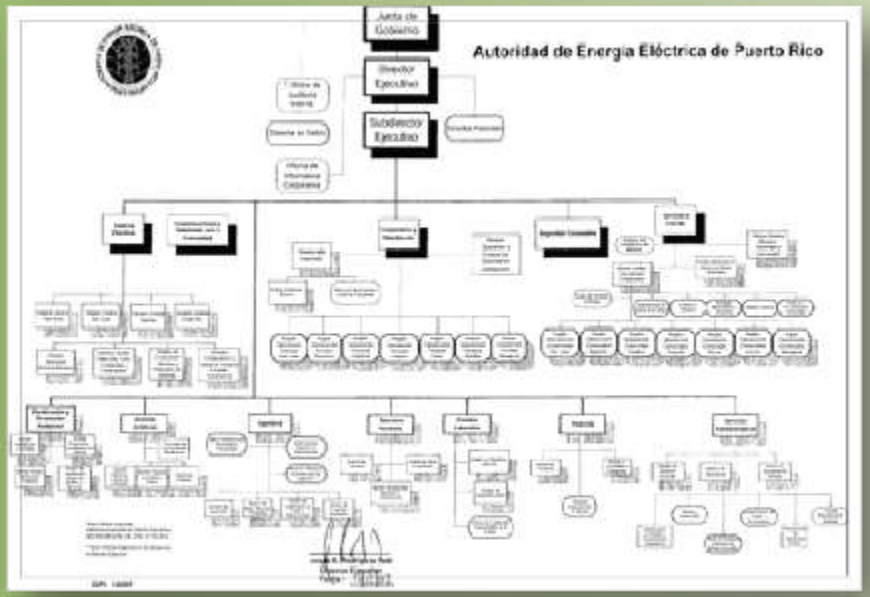


Organigrama Vigente en el Año 2012

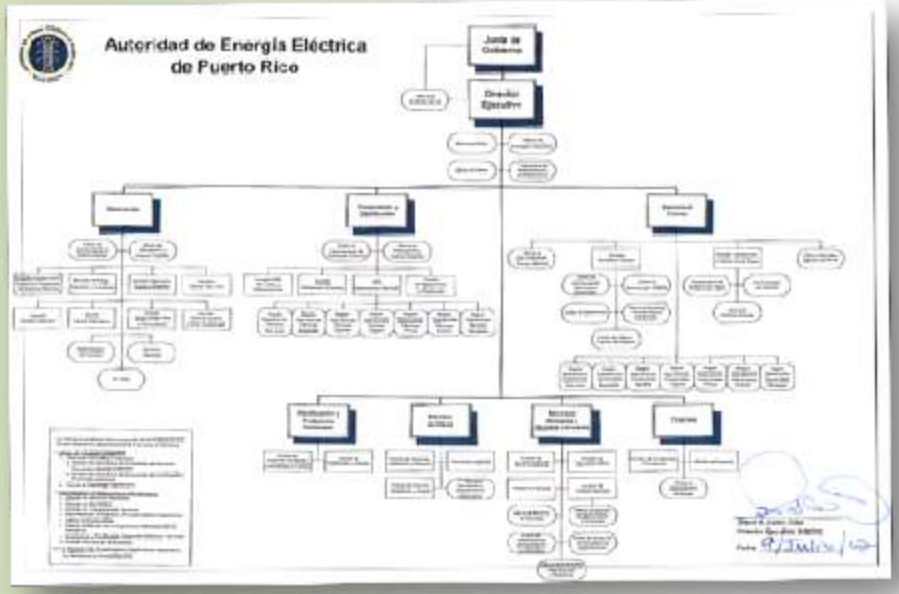


Cambio Organizacional del 2008 al 2012

2008



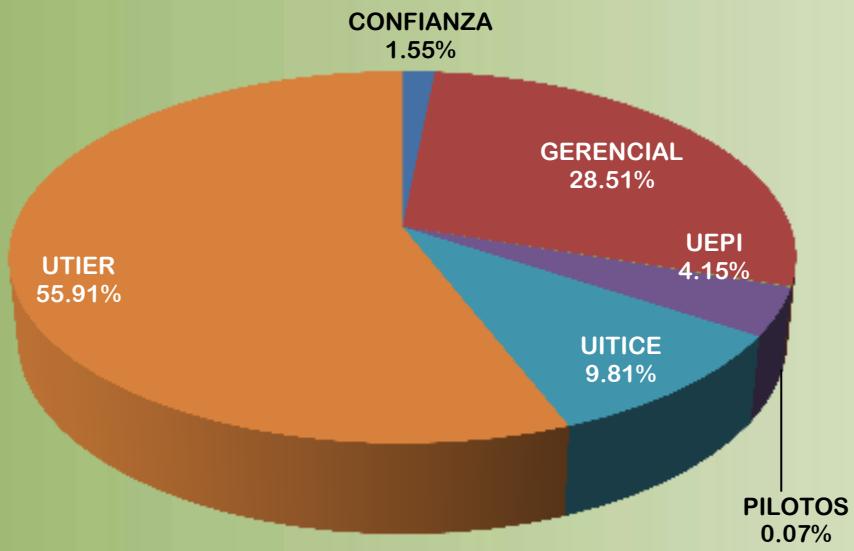
2012

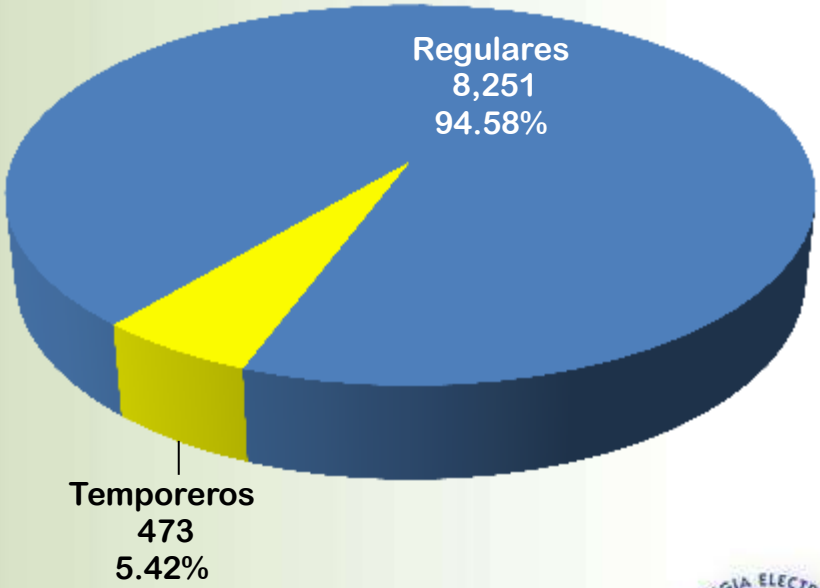


- 12 Directorados
- 323 plazas de confianza ocupadas
- $19.7 millones anuales en plazas de confianza

- 7 Directorados
- 187 plazas de confianza ocupadas
- $12.2 millones anuales en plazas de confianza

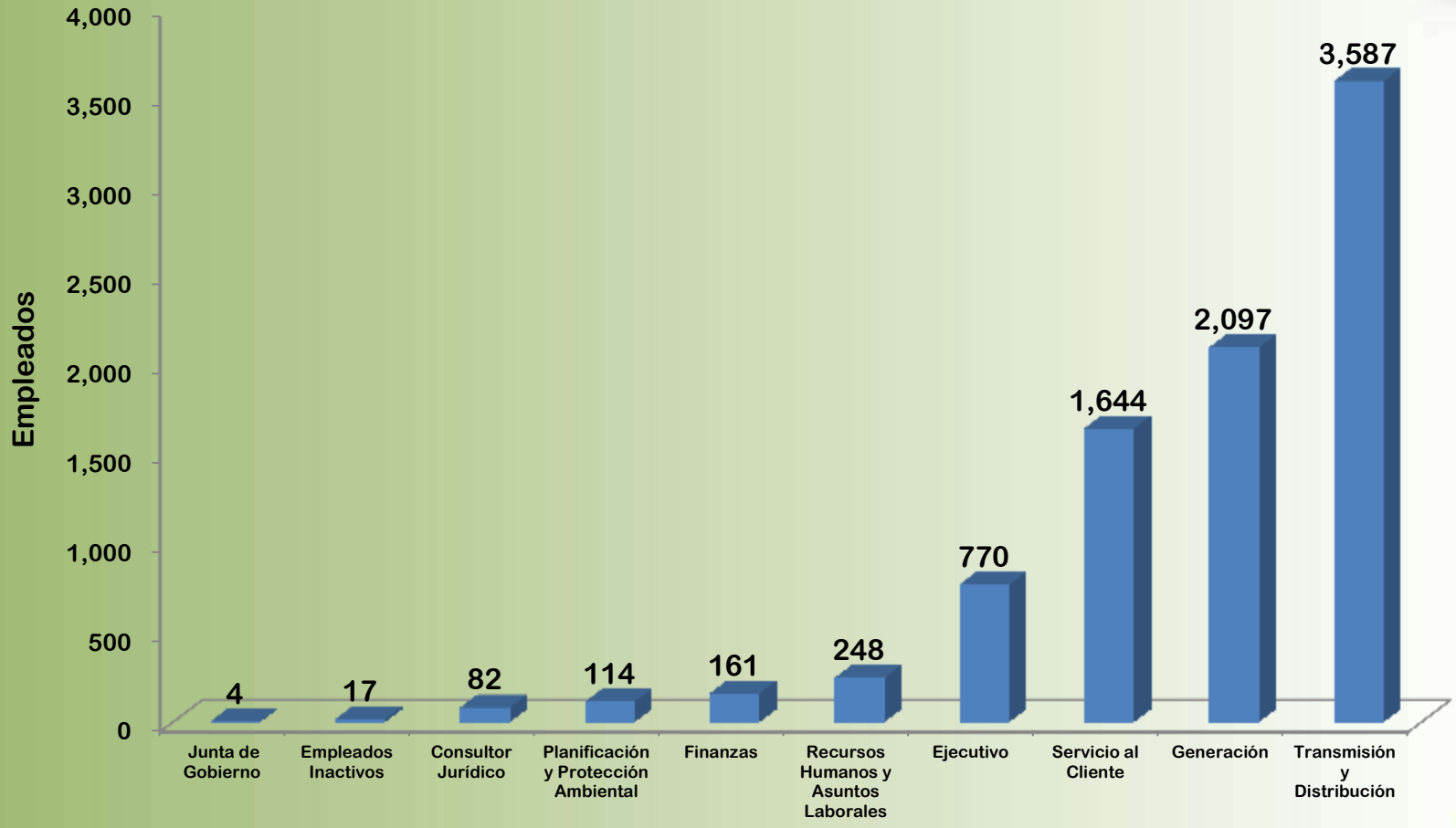
Empleados por Categoría





Reducción de nómina de 9,550 en el 2008 a 8,724 en el 2012

Empleados por Categoría

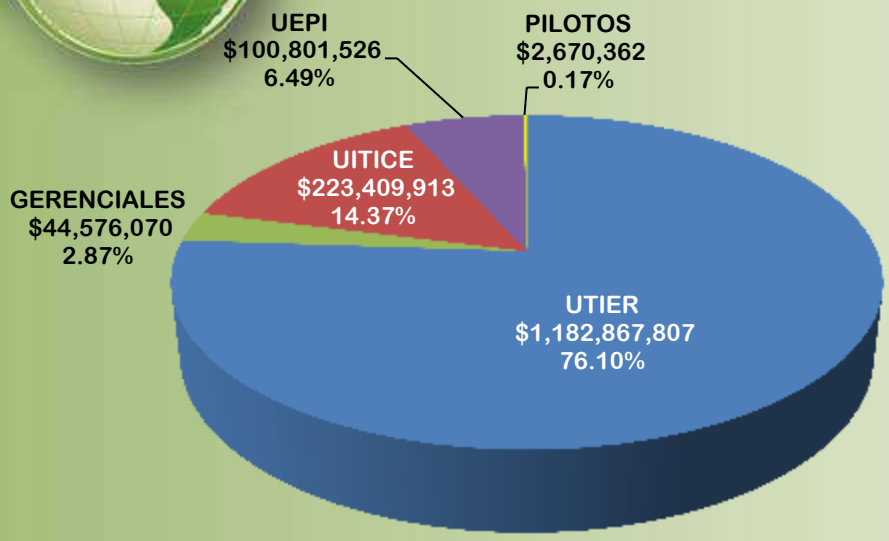


Empleados por Categoría

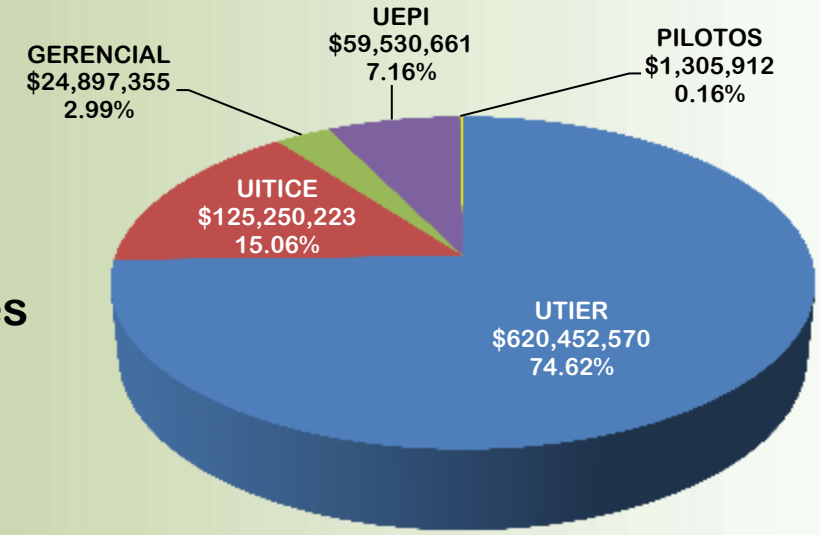
Convenios Colectivos Pendientes		
Unidad Apropiada	**Vigencia del Último Convenio Vigente**	**Comienzo de la Negociación**
Unión de Pilotos	3 de julio de 2006 al 3 de julio de 2012	14 de junio de 2010
Unión de Empleados Profesionales Independiente (UEPI)	16 de diciembre de 2007 al 12 de diciembre de 2010	9 de agosto de 2010
Unión Insular de Trabajadores Industriales y Construcciones Eléctricas (UITICE)	27 de enero de 2008 al 26 de enero de 2011	20 de octubre de 2010
Unión de Trabajadores de la Industria Eléctrica y Riego (UTIER)	24 de agosto de 2008 al 25 de agosto de 2012	22 de febrero de 2012

Unidad Apropiada	Artículos Negociados	Artículos Económicos Pendientes	Costo Estimado de todas las Peticiones Económicas de la Unión	Costo Estimado de la Petición de Salario (incluye Beneficios Marginales)
Pilotos	37	4	$467,111 (Convenio a 4 años)	$368,071
UEPI	41	15	$14,016,251 (Convenio a 4 años)	$12,570,077
UITICE	43	5	$21,545,258 (Convenio a 3 años)	$20,058,671
UTIER	40	10	$356,347,152 (Convenio a 3 años)	$129,329,619

Costo de la Nómina y Beneficios Marginales desde Enero de 2008 a Octubre de 2012

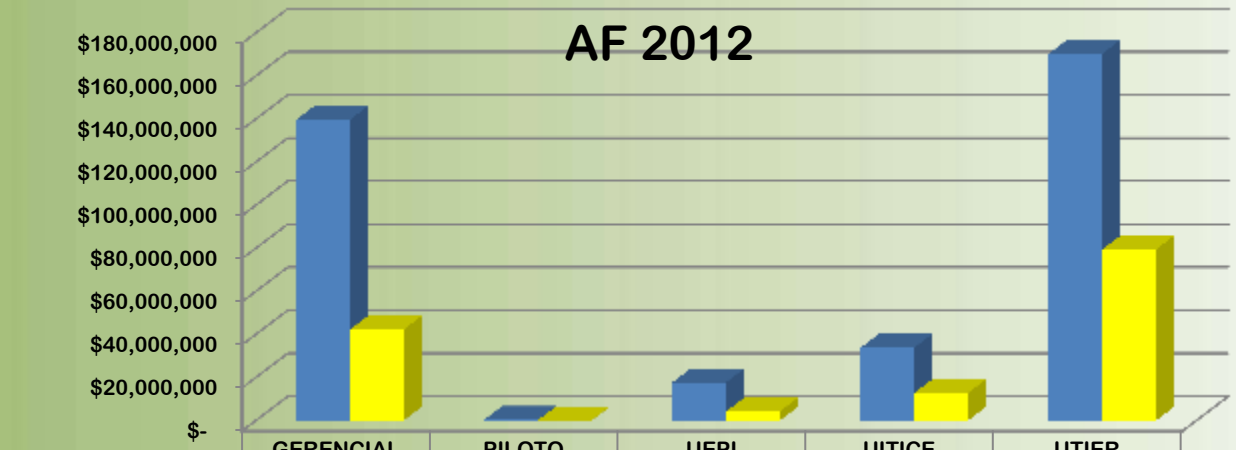


Nómina
2008 al 2012
$3,108 Millones



Beneficios Marginales
2008 al 2012
$1,663 Millones

Pagos por Tiempo Adicional: Año Fiscal 2012 y 2013



	GERENCIAL	PILOTO	UEPI	UITICE	UTIER
SAL_HORA	$139,661,944	$387,808	$17,711,048	$33,768,592	$170,264,108
OTROS_INGRESOS	$42,231,748	$215,068	$4,226,610	$12,766,461	$79,438,189

	GERENCIAL	PILOTO	UEPI	UITICE	UTIER
SAL_BASICO	$36,763,018.23	$106,534.25	$4,747,474.35	$8,740,762.49	$46,021,046.67
OTROS_INGRESOS	$6,908,494.05	$37,700.42	$696,816.77	$3,116,969.56	$21,187,749.71

Generación

Sistema de Generación

- Unidades vencidas a diciembre 2008
- Más del 80% de la capacidad de generación instalada, estaba vencida en Conservación

Sistema de Generación

- Unidades vencidas a diciembre 2008
- Más del 80% de la generación vencida en Conservación

Unidades a vapor vencidas a diciembre 2008				
Palo Seco	Unidad 3	216 MW	Vencida en 2007	Se reparó turbina y generador; regresó a servicio en febrero de 2009
	Unidad 4	216 MW	Vencida en 2008	Se reparó turbina y generador; regresó a servicio en mayo 2009
San Juan	Unidad 8	100 MW	Vencida en 2007	Se reparó turbina y generador; regresó a servicio en noviembre de 2010
	Unidad 9	100 MW	Vencida en 2008	Conservación en progreso: el generador finalizó en agosto 2011; turbina finalizó en febrero 2012
	Unidad 10	100 MW	Vencida en 2006	Se reparó turbina y generador; regresó a servicio en septiembre de 2009
Costa Sur	Unidad 5	410 MW	Vencida en 2008	Programada para conservación en diciembre 2012 (debido a disponibilidad de fondos)
	Unidad 6	410 MW	Vencida en 2006	Se reparó turbina, generador y conversión a gas natural; regresó a servicio en noviembre 2010
Aguirre	Unidad 1	450 MW	Vencida en 2007	Conservación en progreso (octubre 2011)
	Unidad 2	450 MW	Vencida en 2004	Se realizó remplazo rotores de baja presión de turbina en marzo de 2010. En 2013 se remplazarán rotores de alta presión (hp) y presión intermedia (ip).
Ciclo Combinado	Vapor 1	96 MW	Vencida en 2008	Programada para conservación en verano 2013 (debido a disponibilidad de fondos)

A enero de 2009: 2,548 MW de 3,084 MW de la generación producida por unidades termoeléctricas, estaba vencida en su conservación, esto representa más del 80% de la capacidad instalada.

Actualmente cerca del 80% de las unidades han recibido su conservación. El programa de conservación vigente atiende las unidades pendientes.

En el caso de la conservación ambiental, el cumplimiento es de 100%.

Resumen del Programa de Conservación

Resumen del Programa de Conservación

UNIDAD	FECHAS OUTAGES/DURACION	RESUMEN DE TRABAJOS
Costa Sur 5	Diciembre 5 2012 – abril 30 5 meses	Ambiental/remplazo tubería para quema 100% gas natural
Costa Sur 3	Octubre 1-15 diciembre 2012	Ambiental
San Juan 6	Entra en servicio el 18 diciembre 2012	unidad de vapor fuera por trabajos en rotor generador-exiter
San Juan 5	Octubre 8 - 3 diciembre 2012	Reparación EOH/Controles
Palo Seco 4	Octubre 20-21 diciembre 2012	Ambiental y Controles
AES 1	Mayo 1-Mayo 29 2013	
AES 2	Feb 23-abril 3 2013	
SJ5	1 al 30 nov 2013	Inspección
SJ6	1 - 30 octubre 2013	Inspección
Sj7	1-22 febrero 2013	Ambiental
SJ8	1-21 agosto 2013	Ambiental
SJ9	1 septiembre-30 noviembre 2013	Conversión /ambiental
Sj10	1 diciembre 2013-30 abril 2014	Conversión / Reparación Programada
Ps2	octubre 2013-feb2014	Reparación Programada
Ps3	1 agosto-30 agosto 2013	Ambiental
CS4	1-15 enero 2013	Ambiental
Ag1	1 octubre2013-30 enero 2014	Conversión/ Reparación Programada
Ag2	1-30 sept 2013	Ambiental

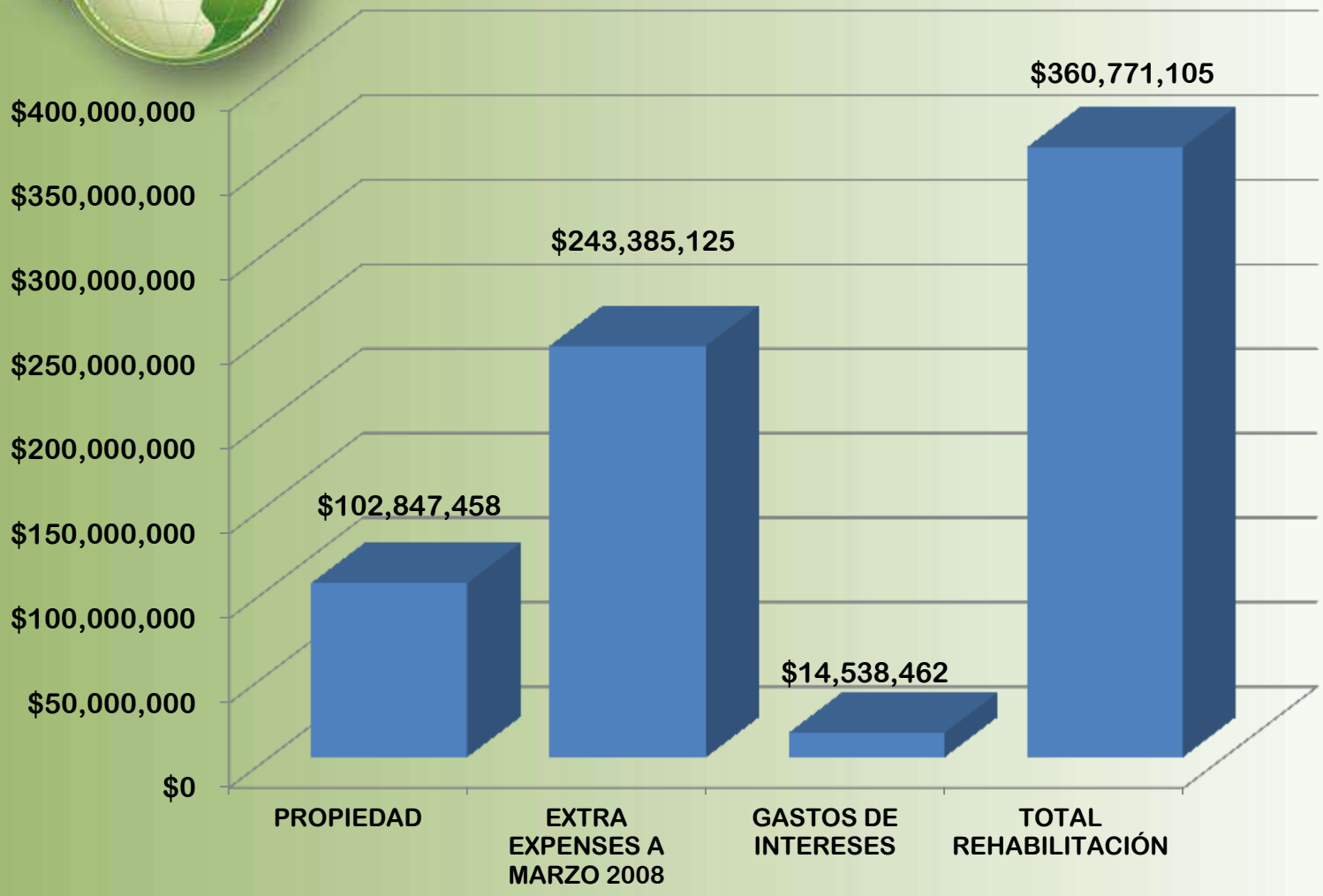
Central Termoeléctrica Palo Seco
Fuera de Servicio por Incendios del 29 y el 30 de diciembre del 2006

Otras Complicaciones

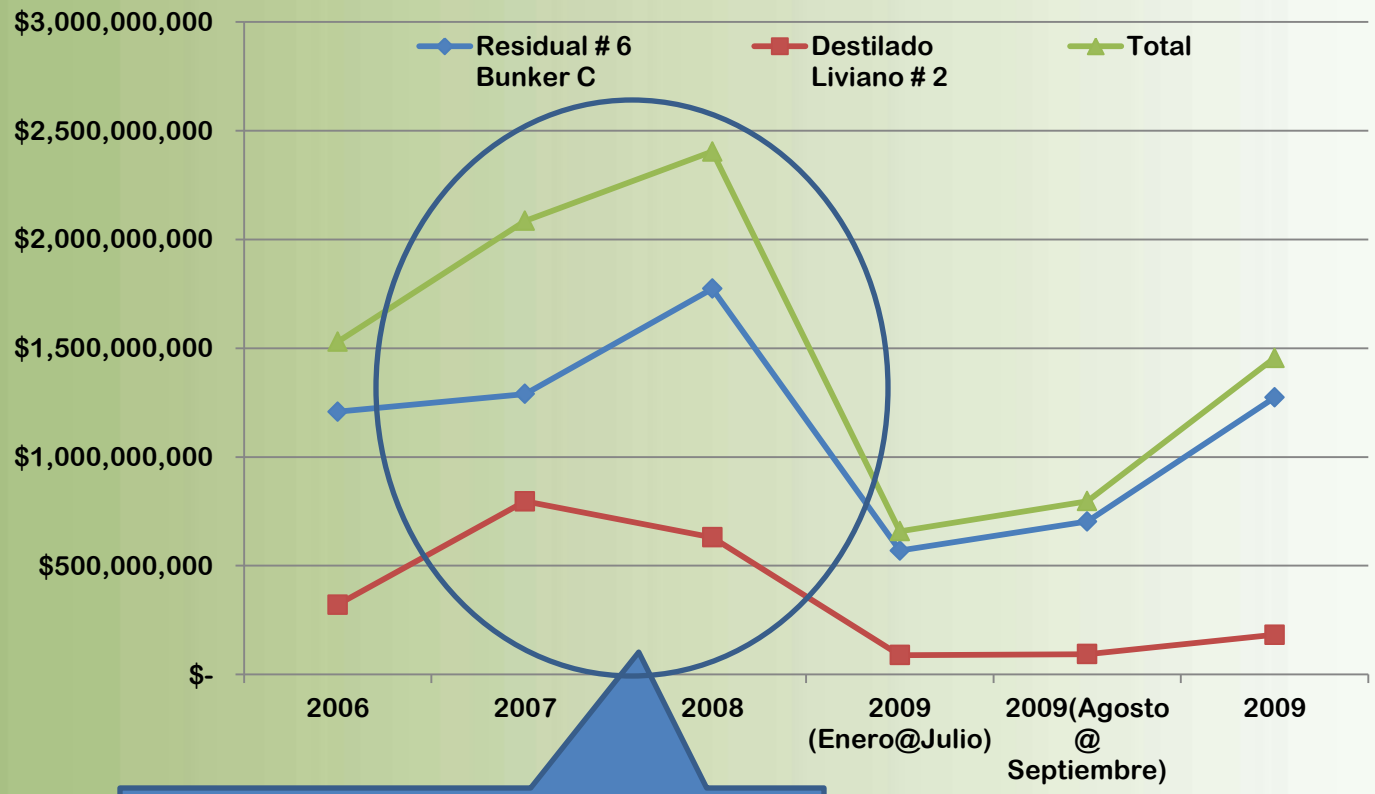
Además de los costos incurridos por la rehabilitación, otro efecto por la falta de disponibilidad de la Central Palo Seco, es que causó problemas en la capacidad del sistema de generación, lo que implicó la utilización de turbinas de combustión para la generación de energía.

Luego del Fuego

Costos Asociados a los Incendios – Central Palo Seco



Patrón de Consumo Luego de los Incendios de la Central Palo Seco



Resultado del Incidente: un aumento de $243 Millones en costos de operación

Central Termoeléctrica de Palo Seco

Recuperada

Nueva Generación de Generación de la AEE

Nueva Generación de la AEE

- Unidad 1: 55MW
- Unidad 2: 55MW
- Unidad 3: 55MW
- Unidad 4: 55MW

Total Aeroderivadas Destilado Liviano 220MW

Combustible: Destilado Liviano

Planta de Mayagüez – 220MW

- Unidad 5: 220MW
- Unidad 6: 220MW

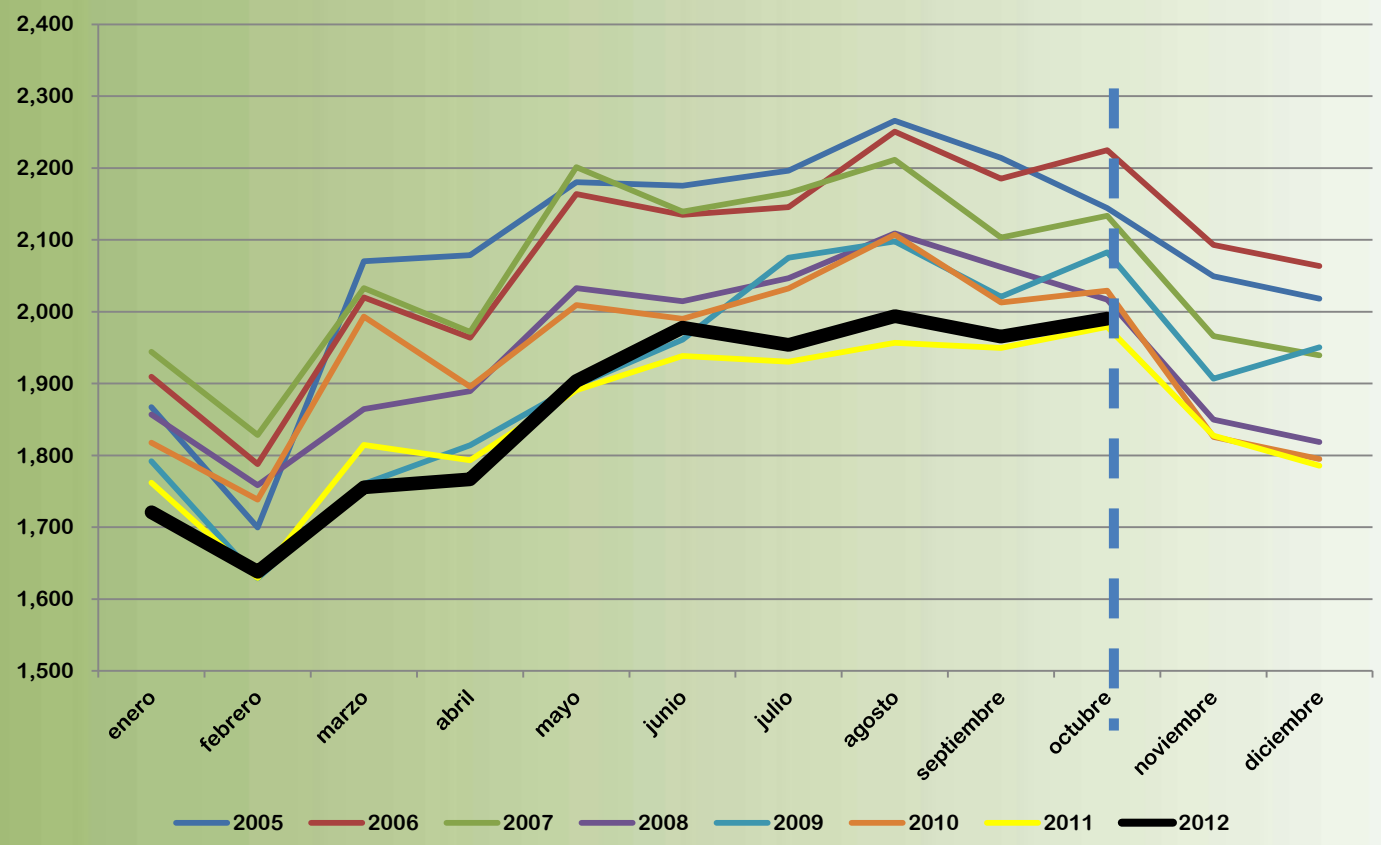
Total Ciclo Combinado 440MW

Combustible: Destilado Liviano

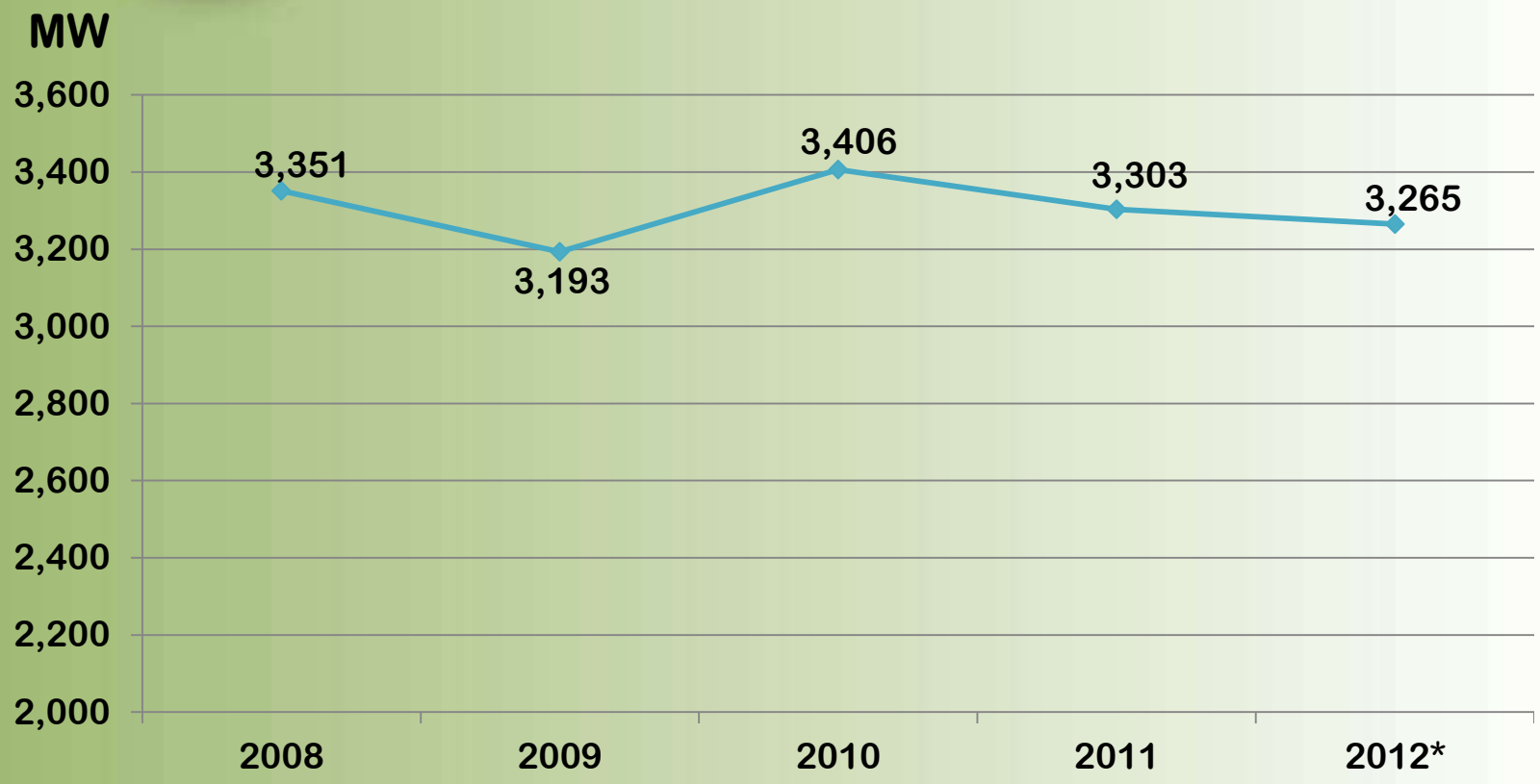
Ciclo Combinado Central San Juan – 440MW

Estadísticas de Generación

Generación Mensual – Sistema Integrado

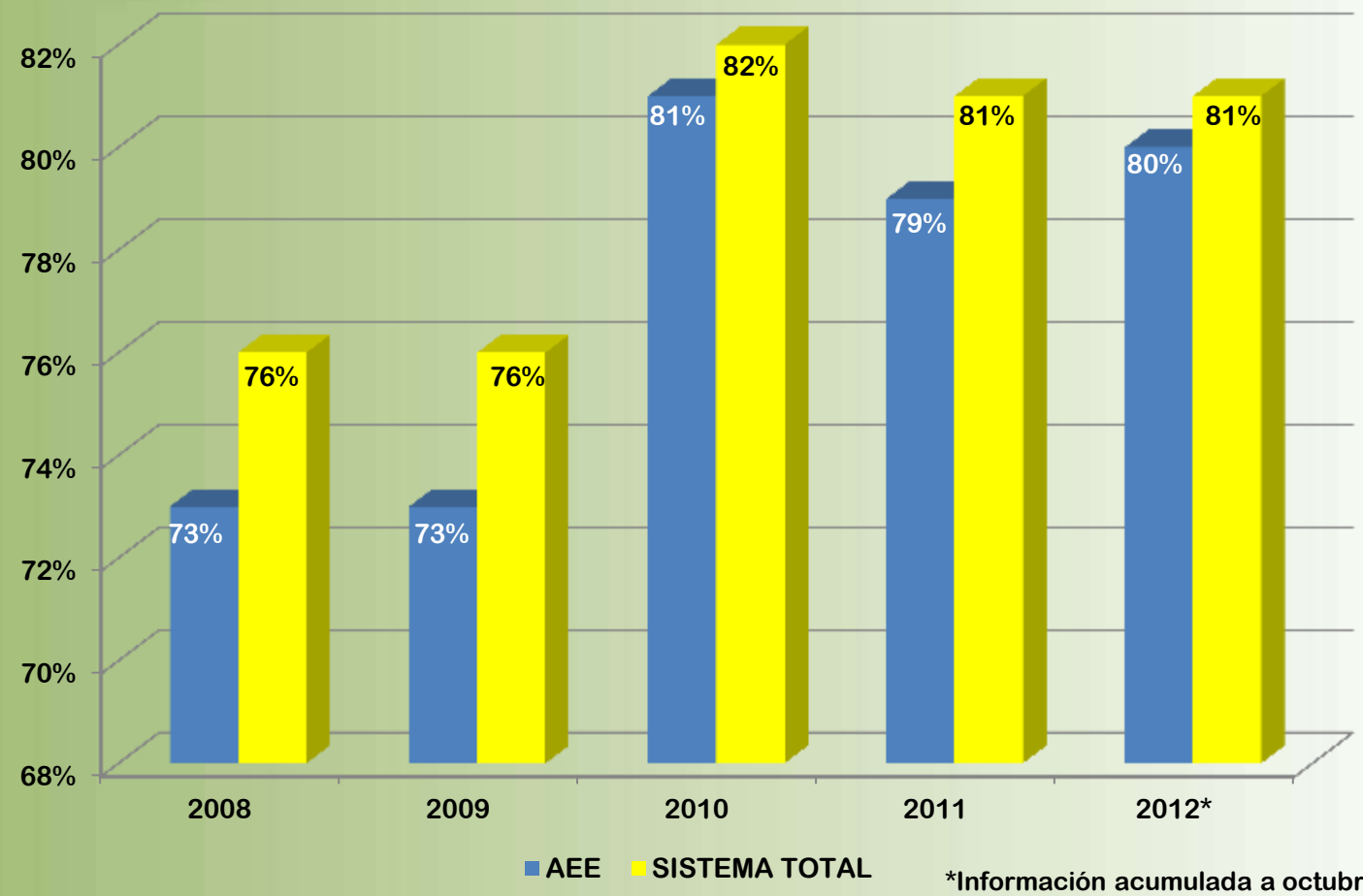


Demanda Máxima



*Información acumulada a octubre

Disponibilidad del Sistema Eléctrico Integrado



*Información acumulada a octubre

Estadísticas de Disponibilidad de Unidades que Generan con Petróleo a Nivel de E.U.

1982-2010 Historical Availability Statistics

Fossil, Oil Primary All MW Sizes

Year	Number of Util.	Units	WSF	WAF	WEAF	WSOF	WFOF	WFOR	WEFOR	Attempts	Actual	Capacity (Net, MW) Max	Dep	Net Generation MWH/Yr
			Capacity Weighted Statistics							Unit Starts				
1982	48	248	50.71	80.94	76.88	14.06	4.97	8.90	13.90	44.66	44.50	236	234	584,400
1983	44	222	49.87	81.03	77.02	12.95	4.08	10.78	16.31	54.10	51.38	232	229	583,211
1984	47	222	47.87	82.07	78.45	13.96	3.98	7.63	12.54	49.17	45.16	227	225	544,130
1985	47	197	45.28	81.52	78.13	14.15	4.32	8.65	13.84	46.17	45.96	234	233	507,257
1986	46	217	49.31	81.05	77.86	14.21	4.72	8.69	13.32	49.80	49.56	225	224	576,941
1987	43	205	49.49	81.10	80.08	16.83	3.05	9.14	15.19	44.01	41.84	230	247	619,908
1988	47	236	50.16	82.70	79.11	12.80	4.50	8.19	11.98	46.45	44.20	247	244	671,178
1989	50	248	54.88	81.28	78.02	14.99	1.73	6.33	9.74	47.28	47.04	243	239	729,179
1990	43	217	47.58	81.97	78.77	15.11	2.89	5.73	9.46	44.91	42.79	249	246	592,899
1991	43	209	45.92	83.13	79.97	13.84	3.20	6.52	10.32	41.42	41.46	246	243	574,150
1992	42	197	40.65	83.19	80.80	13.80	3.05	6.02	9.43	35.09	34.94	253	250	494,756
1993	34	156	35.52	80.93	79.02	14.14	4.83	12.19	15.90	35.15	34.98	257	256	407,805
1994	41	195	42.23	84.46	81.52	12.92	2.63	5.84	9.06	45.60	45.16	269	265	544,824
1995	39	183	39.48	84.00	81.71	12.07	3.80	6.77	10.41	46.13	45.55	275	273	448,116
1996	40	174	36.11	83.27	81.47	12.77	3.98	9.88	13.07	38.32	37.98	266	265	406,079
1997	39	159	40.87	85.42	81.75	9.88	4.70	10.31	13.06	40.00	38.73	266	266	519,884
1998	36	152	44.87	82.31	81.85	12.94	3.13	7.32	9.79	47.32	46.83	278	278	642,171
1999	39	154	47.18	81.05	79.28	14.13	4.82	9.27	11.62	47.74	47.16	277	276	686,602
2000	32	120	51.27	83.58	81.40	13.18	3.26	5.98	8.53	44.84	44.19	263	260	658,587
2001	33	112	50.39	83.70	81.84	12.32	2.00	3.81	6.33	43.96	43.82	264	263	689,242
2002	35	118	45.86	83.54	81.88	14.23	2.23	4.63	6.41	47.67	47.30	264	263	583,457
2003	34	113	46.09	84.48	82.66	13.18	3.35	6.77	8.73	37.98	37.73	258	257	607,564
2004	34	113	43.23	84.67	82.02	13.52	2.80	6.09	10.27	39.90	39.69	263	263	596,106
2005	33	121	46.03	79.72	78.21	14.77	5.55	10.76	12.53	38.43	38.24	244	244	565,163
2006	34	114	32.40	84.18	81.21	10.72	5.16	11.43	14.76	26.33	26.13	242	243	296,580
2007	32	105	31.35	82.78	81.78	13.41	3.81	10.84	12.31	35.28	34.80	260	259	348,820
2008	33	104	26.44	78.57	78.71	14.35	6.08	19.92	20.99	29.31	28.99	255	254	248,413
2009	31	99	18.86	82.73	81.03	16.69	6.34	21.73	26.69	21.77	21.33	264	263	182,800
2010	32	104	24.29	82.04	81.35	13.97	3.98	14.12	15.14	28.46	28.17	260	259	230,327
2006-2010:			28.94	82.09	81.24	12.81	5.09	16.20	17.34	29.44	29.13	258	255	261,461
2001-2010:			37.21	82.96	81.53	13.00	4.04	9.79	12.27	35.97	35.73	258	257	448,663
1982-2010:			43.81	82.59	80.12	13.29	4.10	8.53	12.84	42.75	42.36	252	250	541,277

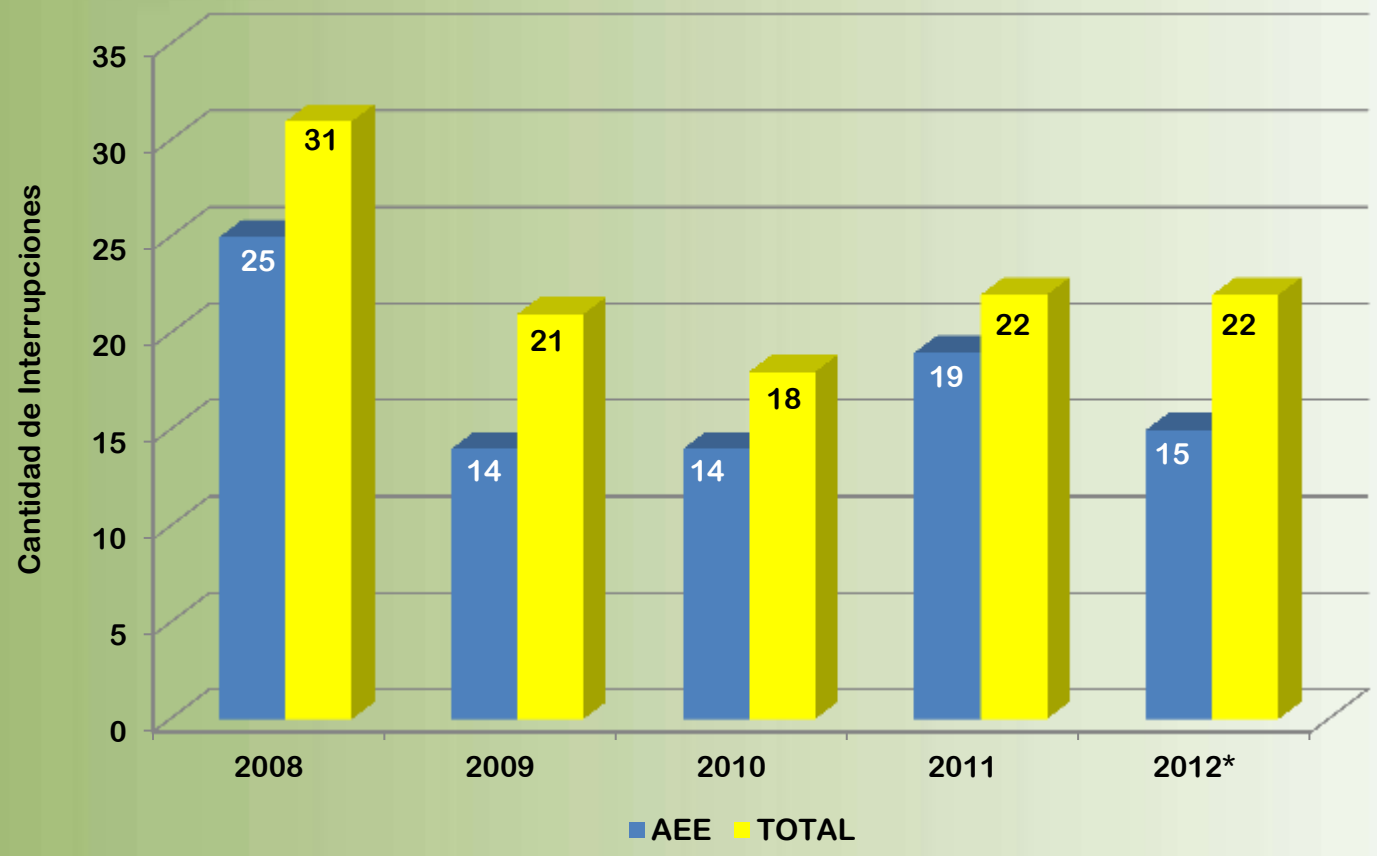
[PAGE]

Traditional, Non-Weighted Statistics

Year	Age	Units	GEF	NEF	GEF	NEF	SF	AF	EAF	SDF	FOF	FDH	EFOR	SR	ART
1982	21.59	208	28.59	28.26	56.52	55.73	45.20	81.83	80.49	11.93	4.11	8.30	12.08	99.64	88.96
1983	22.51	198	28.99	28.82	58.27	57.79	43.55	84.05	83.47	11.16	4.79	9.75	13.83	98.48	73.51
1984	23.69	184	27.68	27.42	58.08	57.52	42.41	84.65	82.05	11.98	3.14	6.73	10.22	99.17	75.77
1985	24.19	171	25.07	24.77	55.43	54.74	40.15	83.59	81.03	12.45	3.95	8.66	12.32	99.55	76.43
1986	25.32	190	29.48	29.10	59.74	59.20	44.58	84.06	82.32	11.13	3.92	7.91	11.02	99.32	78.74
1987	25.27	181	28.61	28.29	57.80	57.16	45.25	84.29	82.26	11.05	4.34	8.58	10.53	99.61	90.40
1988	26.16	189	31.22	30.93	62.28	61.66	45.90	84.89	82.27	11.49	3.55	7.04	9.60	99.46	87.29
1989	27.83	195	38.80	34.49	63.42	62.84	50.89	84.61	82.06	12.23	3.15	5.73	8.13	99.51	94.78
1990	28.12	164	27.41	27.21	57.67	57.19	44.75	84.79	82.39	12.48	2.72	5.72	8.36	95.23	91.57
1991	29.10	178	26.93	26.60	59.63	57.83	41.15	84.96	84.43	10.38	2.74	6.18	9.27	99.34	87.76
1992	29.50	165	22.58	22.28	51.83	51.09	38.24	85.98	84.02	11.68	2.31	6.09	8.51	99.57	91.13
1993	29.70	126	18.19	18.14	52.02	52.07	34.52	86.31	84.59	10.52	3.57	8.96	11.48	99.52	85.92
1994	30.63	139	23.48	23.13	55.53	54.73	37.47	86.23	84.00	10.04	3.73	9.00	11.23	99.04	72.94
1995	31.04	133	19.69	19.42	49.92	49.18	35.78	86.32	84.51	9.97	3.67	9.30	11.25	99.18	68.16
1996	32.43	133	17.62	17.38	48.85	48.23	33.58	85.32	83.87	10.78	3.98	10.48	11.83	99.14	77.67
1997	33.47	136	22.50	22.26	51.13	50.57	36.91	86.00	84.71	9.08	4.63	11.17	11.34	99.33	81.78
1998	33.42	133	26.65	26.24	59.40	58.49	40.24	86.60	85.38	10.49	2.81	6.74	8.58	99.05	73.22
1999	34.49	119	27.81	27.32	59.00	58.33	43.41	85.64	84.47	11.10	3.24	6.98	8.59	98.79	80.58
2000	36.38	104	28.95	28.74	56.63	56.06	43.28	86.59	85.20	10.42	2.99	6.46	8.20	99.44	85.27
2001	37.37	114	30.38	29.85	60.48	59.23	43.36	87.00	85.39	10.98	2.02	4.45	6.20	99.68	86.67
2002	38.10	107	23.41	23.14	55.85	56.82	39.29	85.90	84.41	11.98	2.31	5.12	6.28	99.84	72.45
2003	39.17	111	27.17	26.74	54.89	58.36	41.44	86.98	84.67	11.21	2.81	6.36	7.58	99.34	90.20
2004	39.15	114	26.89	25.44	59.44	58.39	37.15	86.37	85.70	10.68	3.01	7.14	14.40	99.47	83.45
2005	39.79	112	26.63	26.39	57.92	57.38	40.14	78.18	77.00	12.89	8.91	18.20	19.29	99.56	91.97
2006	40.98	102	16.02	13.80	41.48	42.58	29.96	81.42	80.67	11.02	7.57	20.17	20.64	99.29	91.82
2007	42.43	93	13.81	13.34	44.99	48.92	32.18	83.3	84.99	12.03	2.60	7.49	8.32	98.84	74.16
2008	43.43	95	13.19	13.10	46.62	45.83	27.42	83.53	82.91	12.12	4.31	13.13	14.02	98.91	84.60
2009	44.59	93	8.23	8.49	41.32	42.83	22.98	85.69	83.26	10.44	3.88	14.44	14.93	99.01	84.95
2010	46.02	94	10.54	10.14	41.47	41.72	28.03	84.81	84.36	11.42	3.77	11.86	12.52	98.98	84.72
2006-2010:		478	11.89	11.70	43.68	44.40	26.25	84.11	83.52	11.44	4.45	13.03	14.24	98.95	84.22
2001-2010:		1,033	20.21	19.81	54.47	53.51	34.63	84.41	83.06	11.30	4.09	10.52	12.49	98.33	84.36
1982-2010:		4,098	24.83	24.56	56.78	56.05	40.10	85.02	82.98	11.28	3.69	8.36	10.90	98.09	82.73

¿Cómo nuestro índice compara con el promedio Nacional? USA: 84.72%

Interrupciones del Servicio Debido a Fallas de Generación

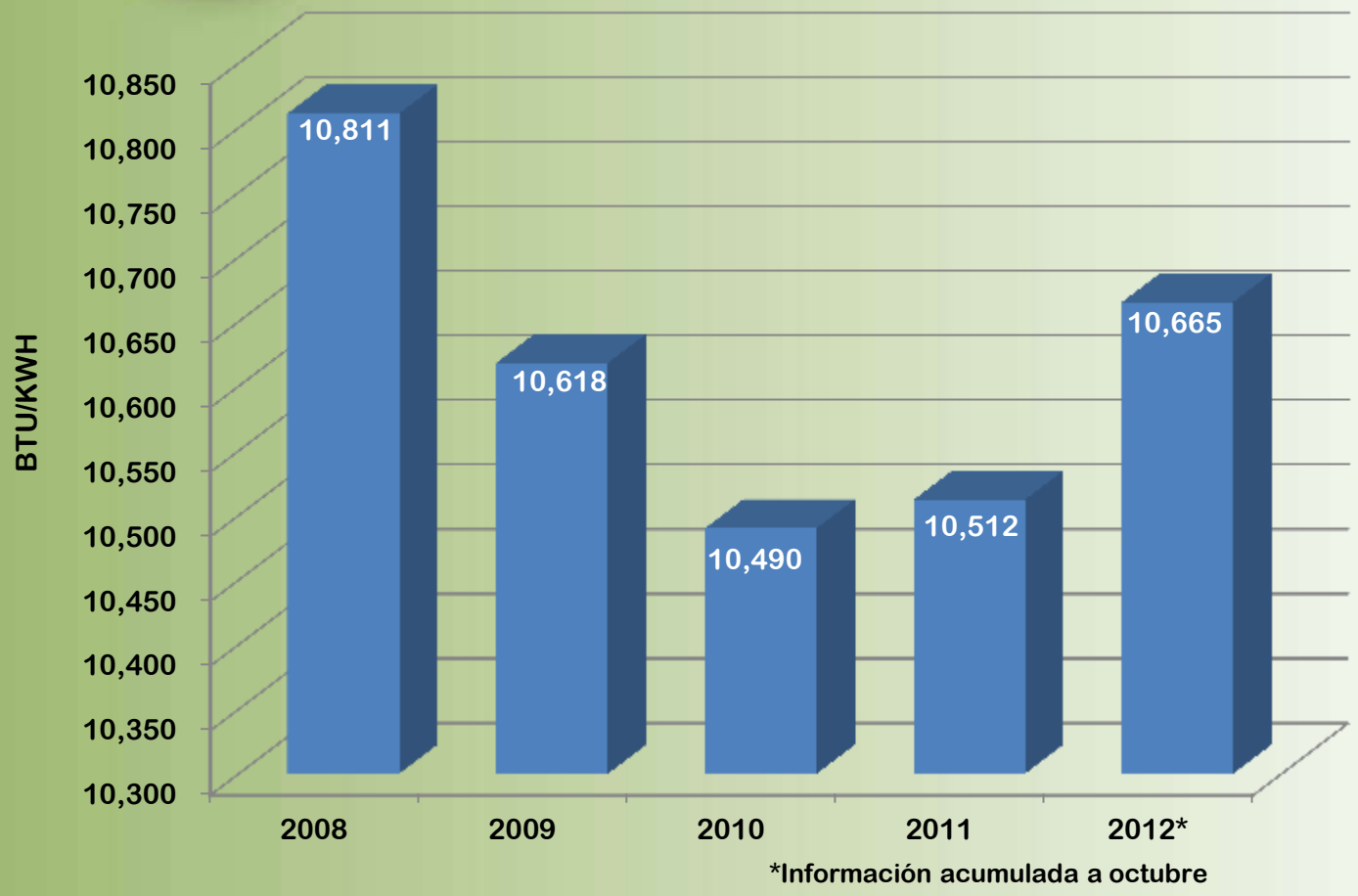


*Información acumulada a octubre

Salidas Forzadas

*Información acumulada a octubre

Rendimiento Térmico



Estadísticas de Rendimiento Térmico en Unidades que Utilizan Petróleo a nivel de E.U.

Electric Power Annual 2010

Released: November 2011

Next Update: November 2012

Table 5.3. Average Operating Heat Rate for Selected Energy Sources, 2001 through 2010

(Btu per Kilowatthour)

Period	Coal [1]	Petroleum [2]	Natural Gas	Nuclear
2001	10,378	10,742	10,051	10,443
2002	10,314	10,641	9,533	10,442
2003	10,297	10,610	9,207	10,421
2004	10,331	10,571	8,647	10,427
2005	10,373	10,631	8,551	10,436
2006	10,351	10,809	8,471	10,436
2007	10,375	10,794	8,402	10,485
2008	10,378	11,015	8,305	10,453
2009 [R]	10,414	10,923	8,160	10,460
2010	10,415	10,984	8,185	10,452

[1] Includes anthracite, bituminous, subbituminous and lignite coal. Waste coal and synthetic coal are included starting in 2002.

[2] Includes distillate fuel oil (all diesel and No. 1 and No. 2 fuel oils), residual fuel oil (No. 5 and No. 6 fuel oils and bunker C fuel oil, jet fuel, kerosene, petroleum coke, and waste oil.

Notes: • 2009 natural gas heat rate is revised •Included in the calculation for coal, petroleum, and natural gas average operating heat rate are electric power plants in the utility and independent power producer sectors. • Combined heat and power plants, and all plants in the commercial and industrial sectors are excluded from the calculations. • The nuclear average heat rate is the weighted average tested heat rate for nuclear units as reported on the Form EIA-860.

Sources: U.S. Energy Information Administration, Form EIA-923, "Power Plant Operations Report," and predecessor form(s) including U.S. Energy Information Administration, Form EIA-906, "Power Plant Report;" and Form EIA-920, "Combined Heat and Power Plant Report;" Form EIA-860, "Annual Electric Generator Report."

¿Cómo compara nuestro índice con el nacional promedio?
USA: 10,984

Estudio Remplazo de Generación
Reserva en Rotación en 450MW

MES (2009)	MWh Remplazados	Costo Promedio Vapor ($/MWh)	Costo Promedio Gas ($/MWh)	Economía por Remplazo ($)
ENE	65,332	71.38	133.88	4,083,416
FEB	44,000	72.82	129.17	2,479,589
MAR	27,624	71.44	147.94	2,113,155
ABR	12,234	77.45	133.17	681,573
MAY	16,815	83.60	130.74	792,596
JUN	45,916	97.95	142.86	2,061,974
JUL	70,596	100.49	149.77	3,478,559
AGO	68,256	108.73	157.62	3,336,872
SEP	55,615	108.54	157.26	2,709,676
OCT	60,986	110.82	160.74	3,044,556
NOV	40,186	119.13	160.99	1,682,194
DIC	26,231	128.72	171.76	1,128,734
Total	533,791			**27,592,894**

2009

Estudio Remplazo de Generación
Reserva en Rotación en 450MW

MES (2011)	MWh Remplazados	Costo Promedio Vapor ($/MWh)	Costo Promedio Gas ($/MWh)	Economía por Remplazo ($)
ENE	19,488	138.50	186.58	936,970
FEB	14,661	144.87	181.24	533,282
MAR	30,498	158.66	185.75	826,136
ABR	10,888	171.25	197.90	290,139
MAY	11,646	179.14	228.13	570,539
JUN	9,826	176.88	213.16	356,518
JUL	8,997	177.11	202.88	231,945
AGO	43,299	184.28	218.60	1,486,110
SEP	24,812	178.84	240.43	1,528,126
OCT	26,549	175.20	248.21	1,938,363
NOV	30,165	182.71	267.88	2,569,204
DIC	26,084	177.65	289.65	2,921,373
Total	256,913			**14,188,706**

2011

ENE	11,253	129.96	162.00	360,591
FEB	29,298	125.91	171.39	1,332,384
MAR	10,753	122.94	172.92	537,414
ABR	12,759	124.06	180.88	724,937
MAY	29,863	130.41	173.27	1,280,002
JUN	22,079	130.09	178.79	1,075,326
JUL	4,207	127.04	190.16	265,544
AGO	16,176	124.15	188.27	1,037,185
SEP	12,159	123.07	186.85	775,548
OCT	32,854	124.50	181.61	1,876,170
NOV	10,737	126.40	193.76	723,164
DIC	13,997	130.33	177.64	662,145
Total	206,136			**10,650,410**

2010

ENE	25,814	177.55	285.17	2,778,248
FEB	17,127	182.66	270.61	1,506,249
MAR	9,130	189.29	258.88	635,289
ABR	21,124	194.78	284.22	1,889,365
MAY	40,414	190.44	271.34	3,269,422
JUN	27,091	180.17	256.71	2,073,443
JUL	35,692	175.68	261.01	3,045,627
AGO	28,752	178.69	270.01	2,625,612
SEP	29,043	188.06	267.80	2,315,706
OCT	9,228	178.86	279.53	929,002
NOV				
DIC				
Total	243,415			**21,067,963**

2012

Economías por Remplazo de Generación Reserva en Rotación en 450MW

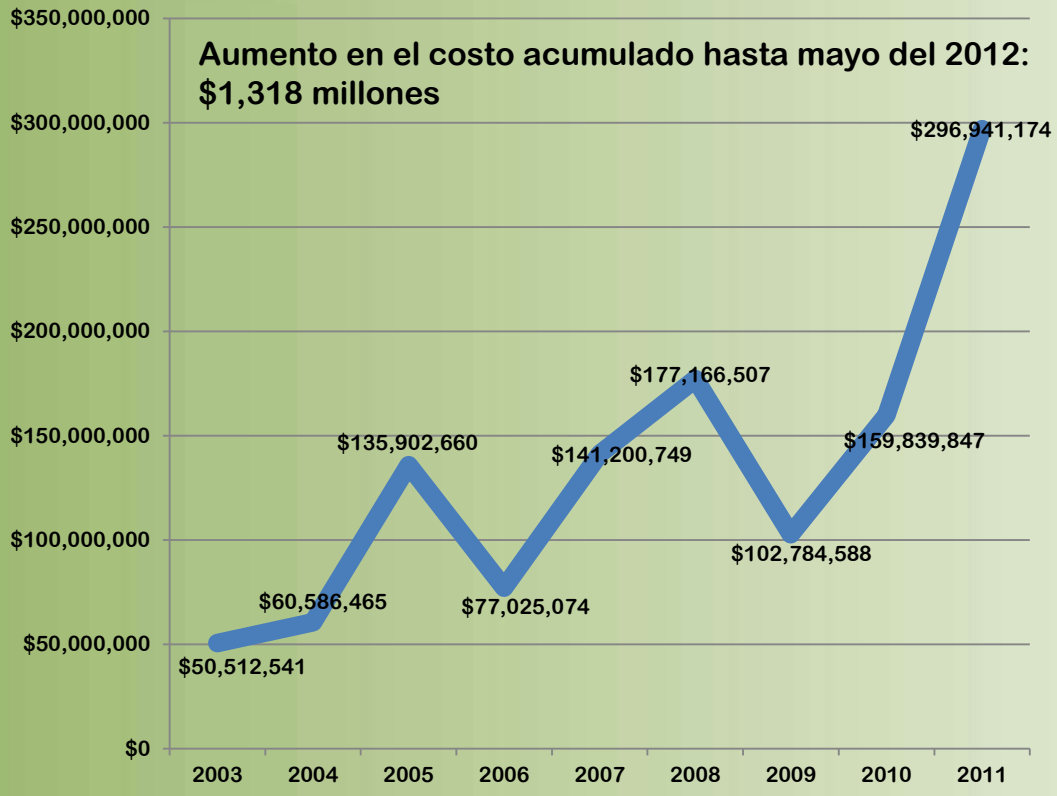
2009	• 27.6 millones
2010	• 10.6 millones
2011	• 14.2 millones
2012	• 21.1 millones (hasta octubre)

Total: $73.5 millones

Costos del Combustible

Incremento en el Costo del Combustible (R #6)

Debido al Cambio de Especificaciones (1.5% a 0.5% azufre) 2003-2011

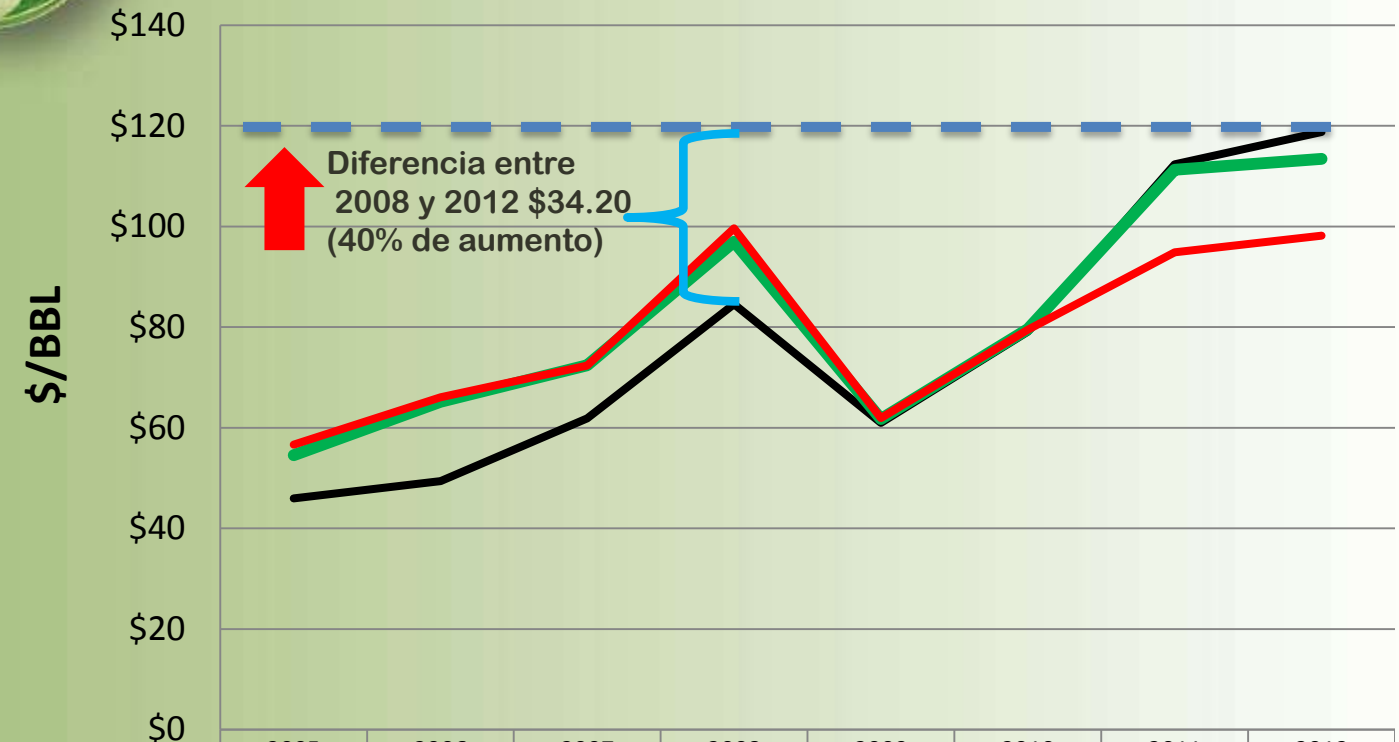


Cambios en las Especificaciones de Combustible

	Por Ciento de Azufre			
Fecha	Aguirre	Costa Sur	Palo Seco	San Juan
enero 1993	2.50	1.50	2.00	2.00
marzo 1993	2.50	1.50	**1.50**	**1.50**
agosto 1993	**1.50**	1.50	1.50	1.50
agosto 1993	Se introduce la limitación de asfaltenos y vanadio.			
octubre 1999	1.50	**1.00**	1.50	1.50
febrero 2000	**1.00**	1.00	1.50	1.50
enero 2003	1.00	1.00	**0.50**	**0.50**
enero 2005	**0.70**	**0.70**	0.50	0.50
enero 2007	**0.50**	**0.50**	0.50	0.50

AEE

Historial del Costo del Petróleo y R #6: 2005-2012

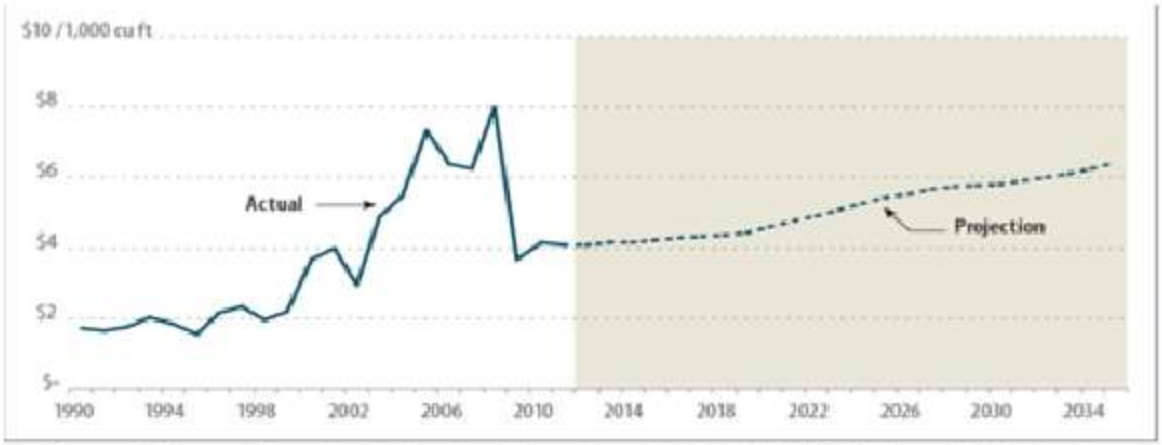


	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
No. 6 Fuel Oil	45.95	49.38	61.85	84.57	60.96	79.09	112.37	118.77
Brent	54.57	65.16	72.44	96.94	61.74	79.61	111.26	113.45
WTI	56.64	66.05	72.34	99.67	61.95	79.48	94.88	98.15

No. 6 Fuel Oil - PREPA Annual Average
WTI - West Texas Intermediate - Cushing, Oklahoma
Brent - Europe
Figures up to June 2012
WTI and Brent source is from US Energy Information Administration - Petroleum Spot Prices
$/BBL – Dólares por barril

http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_m.htm

Precios de Petróleo



Source: EIA's natural gas price database, http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9190us3a.htm and EIA's Annual Energy Outlook 2011, Natural Gas Section, reference case, http://www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/#release=AEO2011&subject=3-AEO2011&table=13-AEO2011&region=0-0&cases=ref2011-d020911a.

Notes: Prices reflect the average price at the wellhead in the lower 48. Projections are for 2011 forward. Units are dollars per thousand cubic feet ($/1,000 cu ft) in 2009 dollars.

Precio ($/barril)	Histórico	Proyectado del Combustible		
Combustible	2012	2022	2032	2042
Núm. 6	116.07	$133.88	$144.94	$158.00
Núm. 2	138.86	$153.88	$165.94	$178.00

Además del Alto Costo del Petróleo a Corto, Mediano y Largo Plazo, Nuevas Regulaciones Ambientales Requieren de Grandes Inversiones en Infraestructura

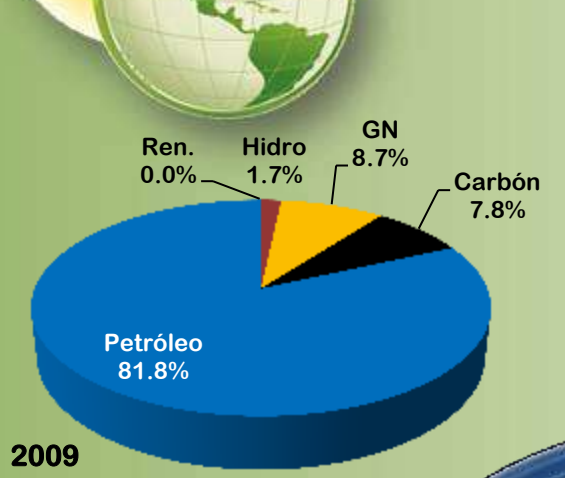
- **Estándar Nacional de Calidad de Aire (NAAQS) aprobado en el 2010**
  - **Límite de 75ppm de SO_2 por hora**
  - **Para cumplir con esta reglamentación, las unidades generatrices de la AEE, tendrían que estar quemando gas natural para estar en cumplimiento en el 2015.**

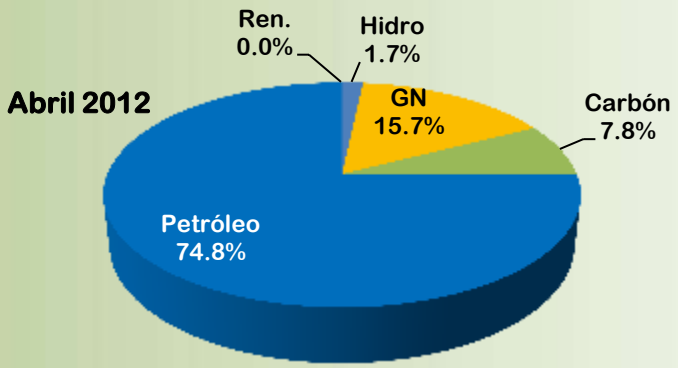
- **Estándar Nacional de Emisión para Contaminantes Atmosféricos Peligrosos (NESHAPS) para unidades generatrices de electricidad (EGUs) por la Agencia de Protección Ambiental (EPA):**
  - **También conocido como "utilities MACT[1] Rule" o "Mercury and Air Toxic Standard" (MATS).**

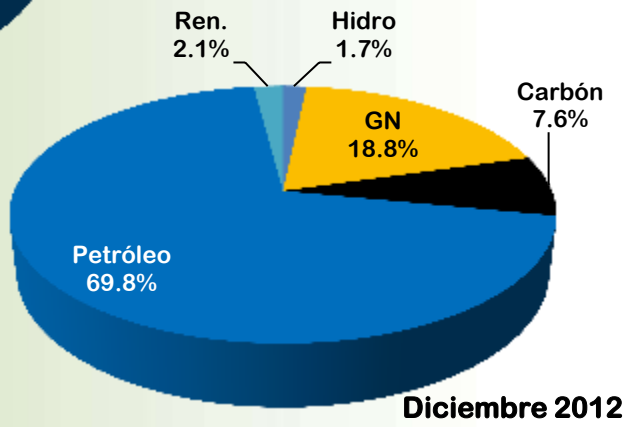
[1] **MACT: Tecnología de control máximo alcanzable**

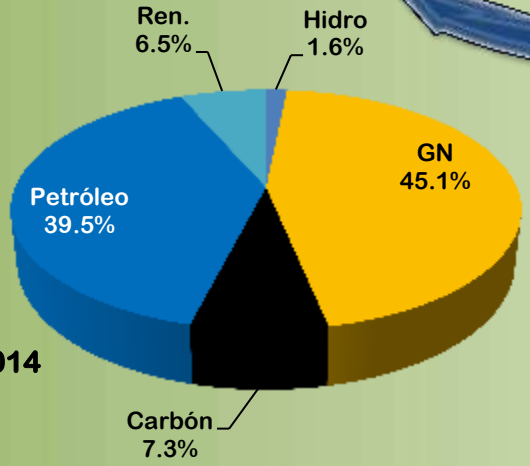
La Solución al Alto Costo de Petróleo y la Forma de Enfrentar la Nuevas Reglamentaciones Ambientales es: El Plan de Diversificación de Combustible

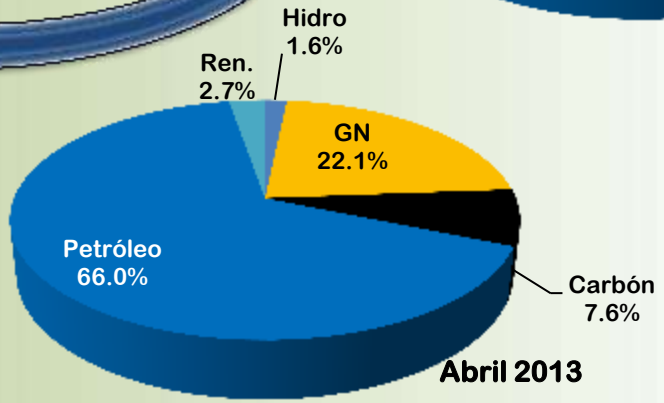
Capacidad de Generación Instalada y Proyectada



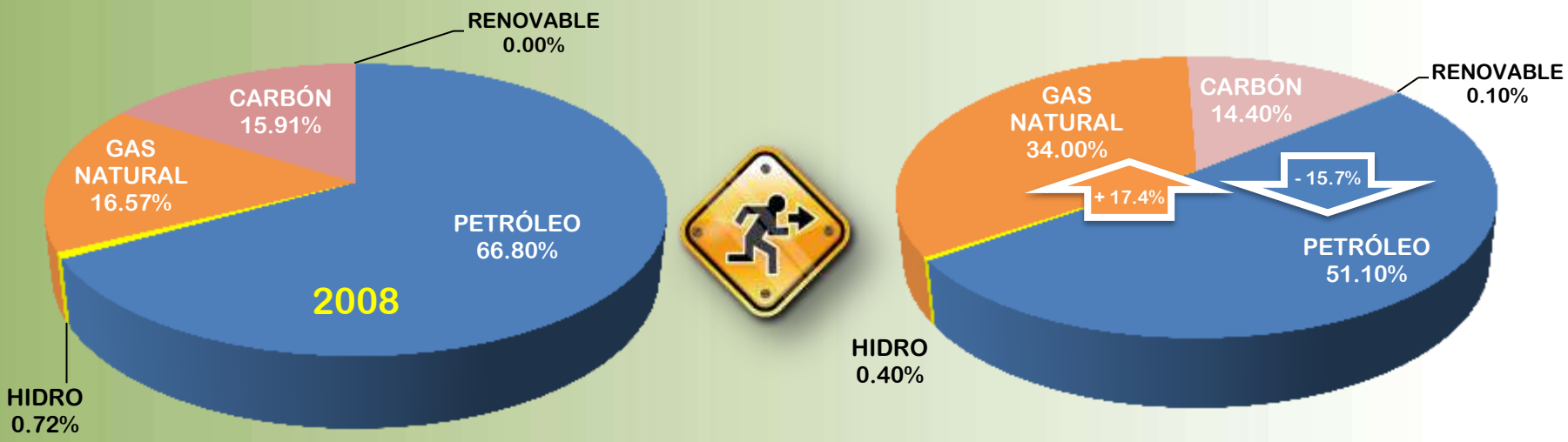






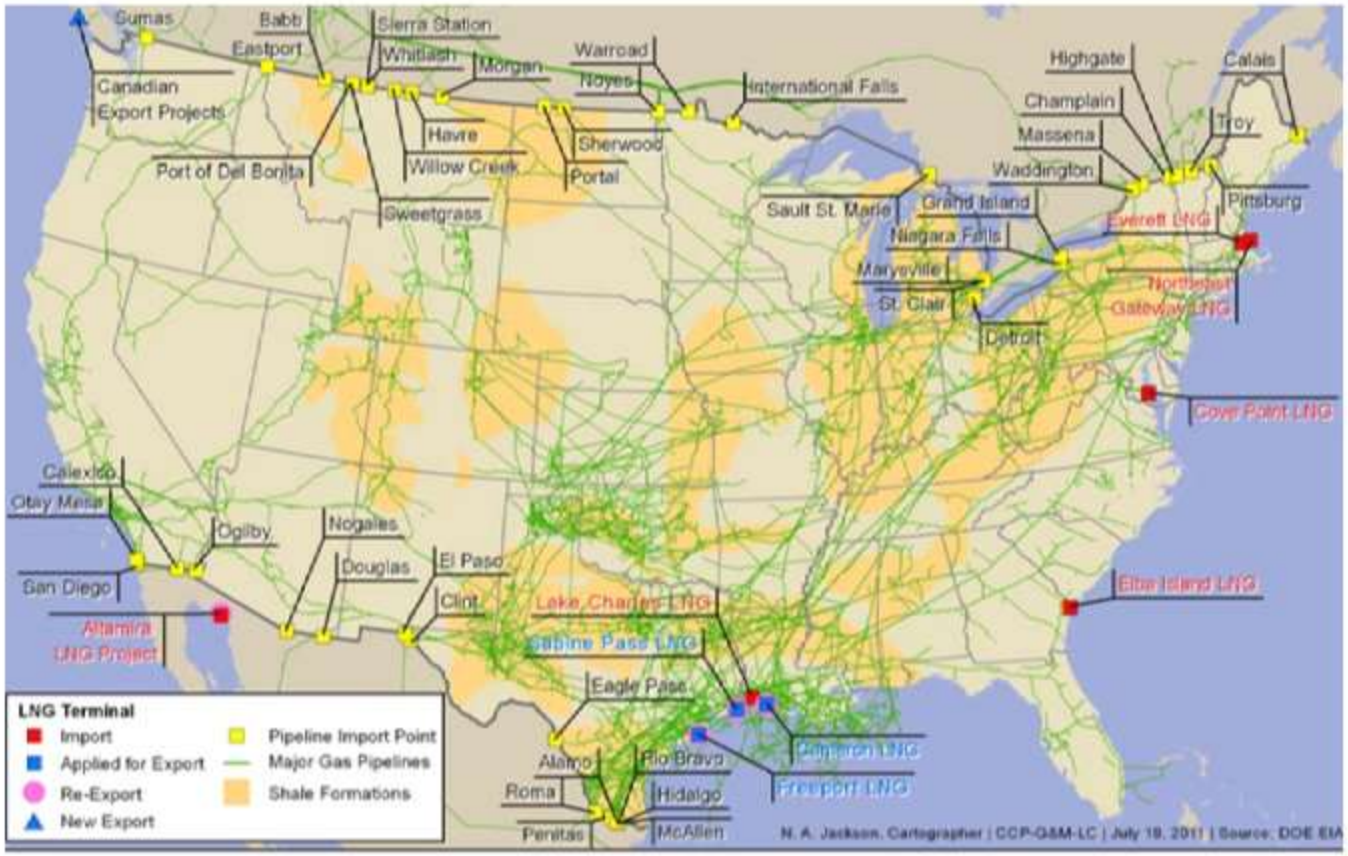


Distribución de Generación por Tipo de Combustible



Compra de Gas Natural en los Estados Unidos Continentales

En este momento hay oportunidades de que la isla se beneficie de mejores precios en este merado



Capacidad de Venta y Distribución de Gas Natural en los Estados Unidos Continentales
La AEE mantiene esfuerzos para beneficiarse de los precios bajos de Gas Natural

Gasoductos

Gasoducto 2008

Gasoducto del Norte

- Sistema de transferencia de gas natural desde EcoEléctrica hasta: Ciclos Combinados de San Juan y Ciclos Combinados de Cambalache (Fase I) y las unidades en Mayagüez (Fase II)
- Costo: $145 millones (Fase I)
- Fecha de Entrega: Año Fiscal 2011 (Fase I)
- Impacto en la factura entre 10 a 14%

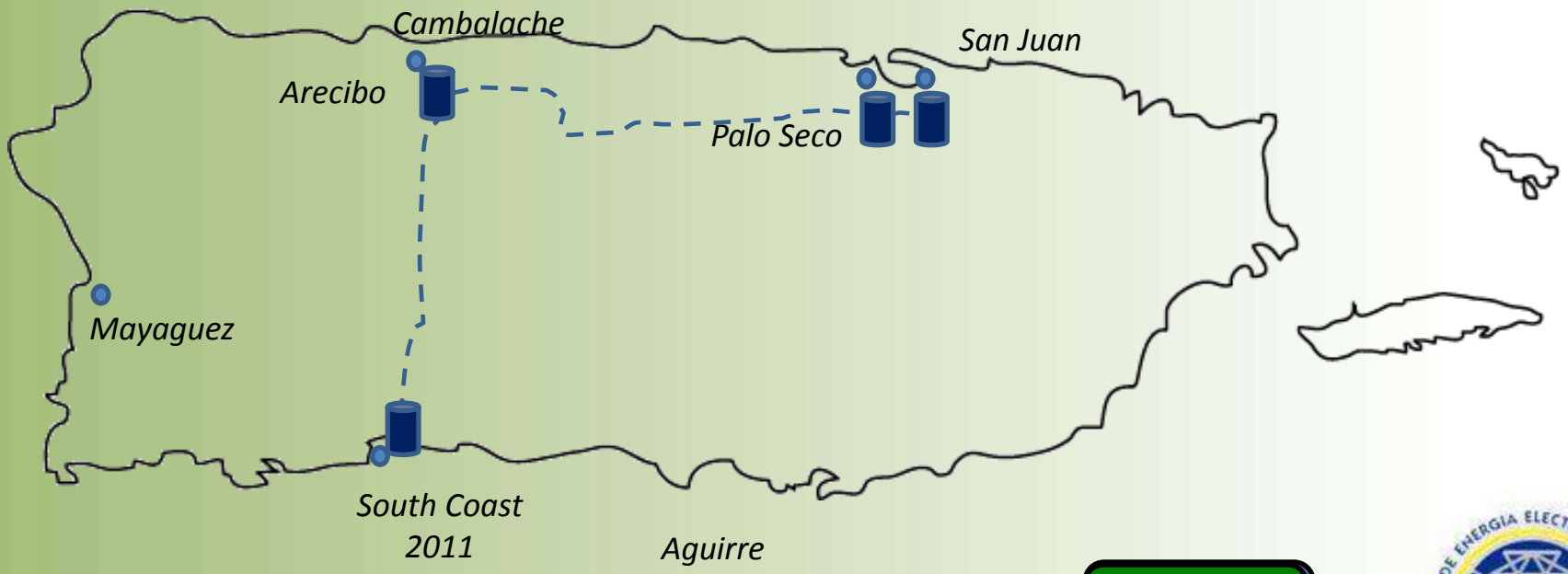
Gasoducto del Sur

- Sistema de transferencia de gas natural (aproximadamente 42 millas) desde EcoEléctrica al Ciclo Combinado de Aguirre, de acuerdo a reglamento del Departamento de Transportación Federal (49CFR 192).
- Tubería es de acero, de 20 pulgadas de diámetro y se instalará mayormente soterrada.
- La tubería estará a un mínimo de 36 pulgadas de profundidad a excepción de las áreas de cultivo que estará a un mínimo de 48 pulgadas.
- Servidumbre: corredor de 50 pies de ancho. Permitirá uso limitado servidumbre, uso agrícola, permitirá siembras menores.
- Costo: $74 millones
- Programado para: Año Fiscal 2009
- La AEE, en el 2008 proyectó unas economías de aproximadamente $100 M.

Gasoducto 2010

Gasoducto del Norte

- **Construcción de una Tubería de Gas Natural desde Peñuelas hasta Cambalache en Arecibo / Palo Seco / San Juan**



Costos del Gasoducto

Contratos Servicios Profesionales	
Descripción	Certificado*
Ingeniería - Diseño (Ray Engineers, PSC Contrato 2010-P00022	$ 387,900.00
Ingeniería (Ray Engineers, PSC, 2010-P00041)	$10,751,664.40
Ingeniería (Ray Engineers, PSC, 2010-P00123)	$1,456,827.00
Project/Construction Management (Unipro, 2010-P00027)	$2,077,897.51
Consultoría Ambiental (Asesores Ambientales y Educativos, 2009-P00013 y 2011-P00013)	$2,648,617.59
Campaña Educativa/Medios Comunicación (Ballori y Farré 2010-P00009 y 2011-P00002)	$4,924,921.77
Adquisición de Servidumbre (New Star Acquisition, 2010-P00044, 2011-P00030 y 2012-00022) **	$4,979,508.74
Subtotal	$27,222,567.01

Nota: De esta cantidad aproximadamente 15 millones son reutilizados como parte de los estudios, permisología y diseño relacionados con las conversiones a gas natural en las Centrales Generatrices

Gasoducto

- **Costo estimado:** $520,000,000
  - El costo total estimado incluye:
    - La construcción de la tubería de transmisión y sus laterales
    - Servicios profesionales
    - Adquisición de terrenos y mitigaciones

www.aeepr.com

Cadena de Suministro de gas natural convencional

Cadena de Suministro de gas natural convencional

Reservas

Licuefacción

Transportación

Entrega Almacenaje Regasificación

Tubería

Unidades

1 — **Producción**

2 — **Transporte**

3 — **Entrega**

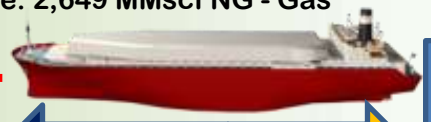
4 — **Transmisión**

5 — **Usuario**

Sistema de Aprovisionamiento de Gas Natural: Actual

Un tanque de almacenamiento
Dos unidades operacionales de gasificación
Dos unidades de resguardo de gasificación
Dos bombas operacionales
Dos bombas de resguardo

- Capacidad del buque: 4.41 MMscf LNG - Líquido
- Capacidad del buque: 2,649 MMscf NG - Gas



- 1 Buque cada 11 días

Líquido | Gas

LNG(Gas Natural Líquido)

Capacidad de bombeo 186 MMscf

Volumen gaseoso = 600 x Volumen Líquido

Unidad Regasificación Operación

Unidad Regasificación Resguardo

Unidad Regasificación Operación

Unidad Regasificación Resguardo

186 MMScf

- Capacidad efectiva del tanque: 5.4 MMscf LNG
- Capacidad efectiva del tanque: 3,240 MMscf NG

82 MMscf

11MMscf

93 MMscf

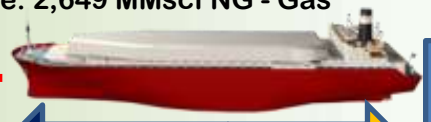
93 MMscf

Costa Sur

Sistema de Aprovisionamiento de Gas Natural: Corto Plazo

Un tanque de almacenamiento
Dos unidades operacionales de gasificación
Dos unidades de resguardo de gasificación
Dos bombas operacionales
Dos bombas de resguardo

- Capacidad del buque: 4.41 MMscf LNG - Líquido
- Capacidad del buque: 2,649 MMscf NG - Gas



- 1 Buque cada 11 días

Líquido | Gas

LNG(Gas Natural Líquido)

Capacidad de bombeo 186 MMscf

Volumen gaseoso = 600 x Volumen Líquido

Unidad Regasificación Operación

Unidad Regasificación Operación

Unidad Regasificación Operación

Unidad Regasificación Resguardo

279 MMScf

- Capacidad efectiva del tanque: 5.4 MMscf LNG
- Capacidad efectiva del tanque: 3,240 MMscf NG

82 MMscf

11MMscf

93 MMscf

186 MMscf

Costa Sur

Aumento en capacidad:

- Más gas, más ahorro

Conversión de Unidades Generatrices

Plan de Conversión a Gas Natural

Costa Sur 5 y 6
(820 MW) 50%

Costa Sur 5
(410MW) >50%

San Juan 5 y 6
(440 MW)

Palo Seco 3 y 4
(216 MW)

2012 | **2013** | **2014** | **2015**

Costa Sur 6
(410 MW) >50%

Aguirre 1 y 2
(900 MW)

San Juan 7,8,9,10
(400 MW)

Periodo de Implantación del MATS Rule

Posible Periodo de Gracia

Proyectos para llevar Gas Natural a las Centrales Generatrices

Aguirre Offshore Gas Port

Un barco opera como facilidad de almacenaje y regasificación (FSRU)

- Costo: $173.27 millones
- A ser completado en el 2014

Ahorro Estimado en las Unidades 1 y 2 de Aguirre

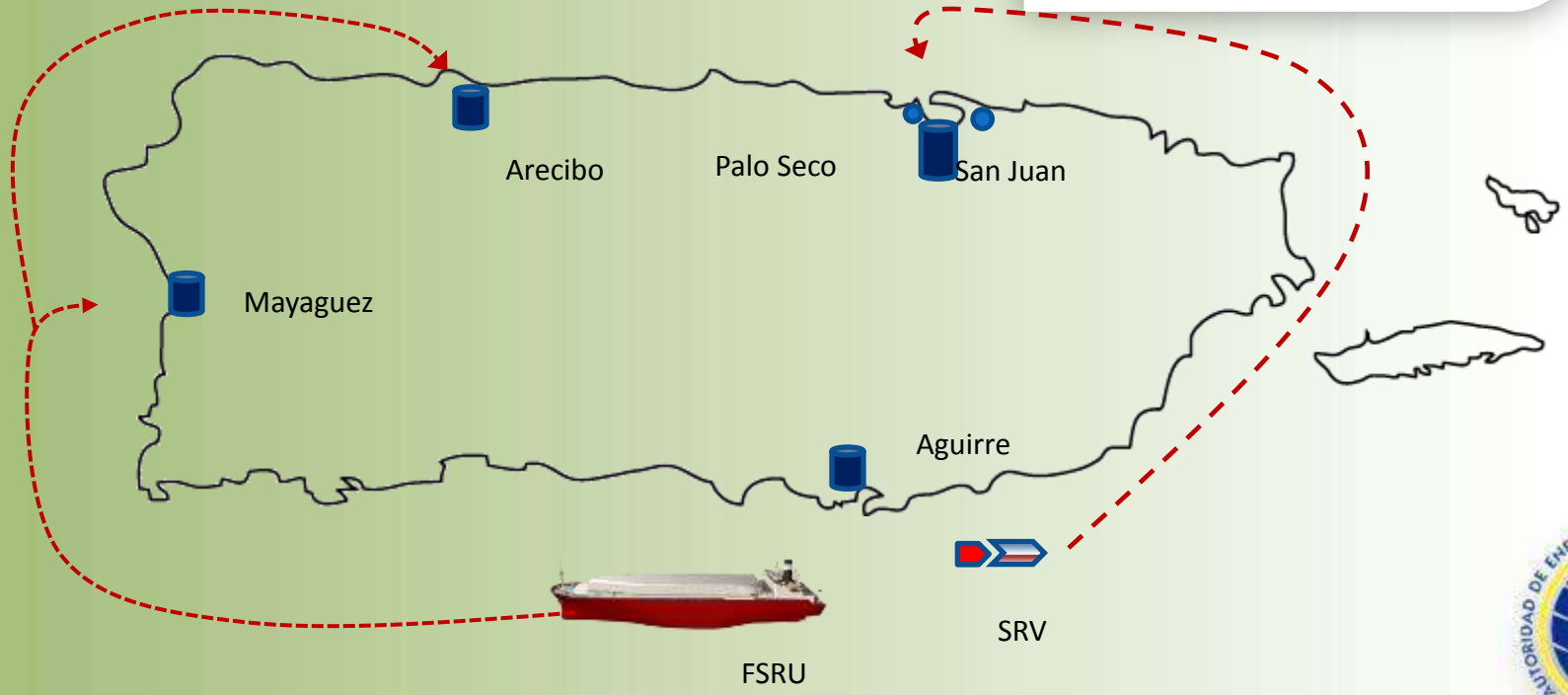
Ahorro Estimado en las Unidades 1 y 2 de Aguirre Utilizando Gas Natural (Precio con Base Henry Hub - fórmula)

$350 millones al Año a partir del 2015

Henry Hub es el mercado *spot* y de futuro de gas natural más grande de los Estados Unidos.

Alternativa para el Norte (San Juan y Palo Seco) SRV (*Shuttle Regasification Vessel*)

- **Utilizando el *Aguirre Gas Port***
  - ✓ **Funcionará como una tubería virtual**
  - ✓ **Requiere una unidad satélite de Gas Natural Licuado en el Norte**



Otra alternativa para Gas Natural, es la Tecnología de Gas Comprimido (*CNG*)

– ***CNG*** **es gas natural en su forma gaseosa, transportado y almacenado a presiones altas (cerca de 2,000 psi) y temperatura ambiente.**

Cadena de Suministro del Gas Natural Comprimido (*CNG*)

Reserva

Pretratamiento y Compresión

Transportación

Entrega, Almacenamiento, Tratamiento y Descompresión

Tubería

Unidades

1 Producción

2 Transportación

3 Entrega

4 Transmisión

5 Usuario

Conversión Unidades 5 y 6 de la Central Costa Sur a Capacidad de Quemar Gas Natural

Fecha de implementación: mayo de 2012

Esta conversión permite a las unidades quemar una mezcla de 50% LNG y 50% combustible residual #6. El Contrato de LNG para estas unidades está vigente desde el 28 de marzo de 2012 hasta el 31 de marzo de 2014, con la opción de utilizar la cantidad de LNG pagada y no utilizada en los siguientes tres meses a partir de su vencimiento. El permiso de construcción otorgado por la Junta de Calidad Ambiental permite tres escenarios: (a) 100% residual #6 (la quema de #6 en este escenario está restringida por los nuevos límites de emisiones establecidos), (b) cualquier mezcla de gas natural y #6 entre 25% y 75% y (c) 100% gas natural. Estas nuevas condiciones de operación se pasarán mediante una modificación al permiso de operación Título V de la Central Costa Sur dentro del primer año a partir de la fecha de otorgación del permiso de construcción.

El ahorro estimado en compra de combustible por el uso de gas natural en las Unidades 5 y 6 de Costa Sur es de aproximadamente $32 millones para el periodo de abril a junio de 2012. Este estimado no considera el redespacho de las unidades, sino que se presumió que se hubiera utilizado la misma cantidad de Residual Núm. 6 que la que se usó de gas natural en ese periodo. Esto representa una reducción en la factura de aproximadamente entre 0.6 y 0.8 ₵/kWh.

Fecha de implementación:
Unidad 5 – mayo de 2013
Unidad 6 – octubre de 2012

Unidad 5 – En diciembre de 2012 comenzarán, dentro de la conservación programada de esta unidad, los trabajos adicionales para quemar más de 50% de gas natural.

Unidad 6 – En 6 de julio de 2012 comenzaron los trabajos adicionales para la quema de más de 50% de gas natural.

Conversión Unidades 5 y 6 de la Central Costa Sur a Capacidad de Quemar Gas Natural

El efecto en todos los proyectos en las Centrales Generatrices redundará en lo siguiente:

1) Reducción en el costo de combustible, ya que es más económico que el petróleo. Se estima que la reducción en la factura sea de entre 3 a 5 centavos por kWh.
2) La tecnología para generar energía con gas natural está desarrollada y probada.
3) Es un combustible limpio.
   (a) Reduce las emisiones contaminantes a la atmósfera.
   (b) Reduce el costo de mantenimiento de las centrales generatrices.
   (c) Reduce el costo de mitigación por contaminación ambiental.
4) Generación base y estable que no depende de condiciones atmosféricas.
5) La conversión para el uso de gas natural es la alternativa más costo-efectiva para cumplir con la nueva regulación federal MATS.

De abril a septiembre de 2012, el ahorro aproximado de $54,505,513.29

En el 2012, la conversión de las unidades 5 y 6 de la Central Costa Sur, fue ganadora de dos premios otorgados por el Colegio de Ingenieros de PR, como Obra Sobresaliente de Ingeniería en la rama eléctrica y mecánica

Proyecto para Uso de Propano como Paso Intermedio

Utilizar propano, a corto plazo, en las Unidades 5 y 6 de la Central San Juan para estabilizar el precio de la energía en la Isla.

Contratos de Combustible

Contratista	Fecha de Otorgamiento	Fecha de Inicio	Fecha de Terminación	Cuantía Estimada (Dólares)	Tipo de Servicio
Commonwealth Oil Refining Company, Inc.	1/29/2008	2/1/2008	1/31/2020	$100,000,000	Almacenaje y Manejo de Combustibles
Gas Natural Aprovisionamientos SDG S.A.	3/28/2012	4/3/2012	4/2/2014	$1,080,000,000	Combustible - Gas Natural
Mega Fuel Corporation	3/7/2011	3/8/2011	3/7/2013	$5,141,200	Combustible - Gasolina & Diesel - Talleres AEE
Total Petroleum Puerto Rico Corp.	11/9/2010	1/2/2011	1/1/2014	$5,878,000	Combustible - Gasolina & Diesel - Estaciones de Servicio
Petro West Inc.	2/23/2012	2/23/2012	2/22/2014	$2,013,500	Combustible - Destilado Núm. 2 - Entregas por camiones
Puma Energy Caribe LLC	7/30/2012	8/2/2012	3/1/2013	$151,200,000	Combustible - Destilado Núm. 2 - Entregas por barcazas
Petrobras America Inc.	8/31/2012	9/1/2012	12/31/2012	$764,000,000	Combustible - Residual Núm. 6 - Centrales Termoeléctricas
Liquilux Gas Corporation	10/15/2012	11/1/2012	10/31/2014	$800,000	Combustible - Propano - Centrales Termoeléctricas

Ley 234-2011

16ta ASAMBLEA 6ta SESION
LEGISLATIVA ORDINARIA
Ley Núm. 234-2011
(Aprobada en 11 de Dic de 2011)

(P. del S. 1444)

LEY

Para enmendar los apartados (a), (e) y (f) y añadir los incisos (g), (h) e (i) al inciso (2) y enmendar el inciso (3) de la Sección 15 de la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941, según enmendada, conocida como "Ley de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico", a los fines de aumentar de cincuenta mil (50,000) a doscientos mil (200,000) dólares la cantidad hasta la cual la Autoridad de Energía Eléctrica puede adquirir bienes y servicios sin que medie el proceso de subasta; para disponer que la Autoridad de Energía Eléctrica podrá realizar la compra de todos los combustibles para su generación mediante el proceso de solicitud de precios; no necesitará el proceso de subasta cuando los precios de los bienes o el margen de ganancia de los bienes estén regulados por ley y aumentar el por ciento del volumen anual permitido para la compra de combustible adquirido bajo el apartado (f), a organismos o empresas de países extranjeros de cincuenta por ciento (50%) a cien por ciento (100%) de las necesidades anuales de la Autoridad; y para otros fines.

Unidades Generatrices Nuevas

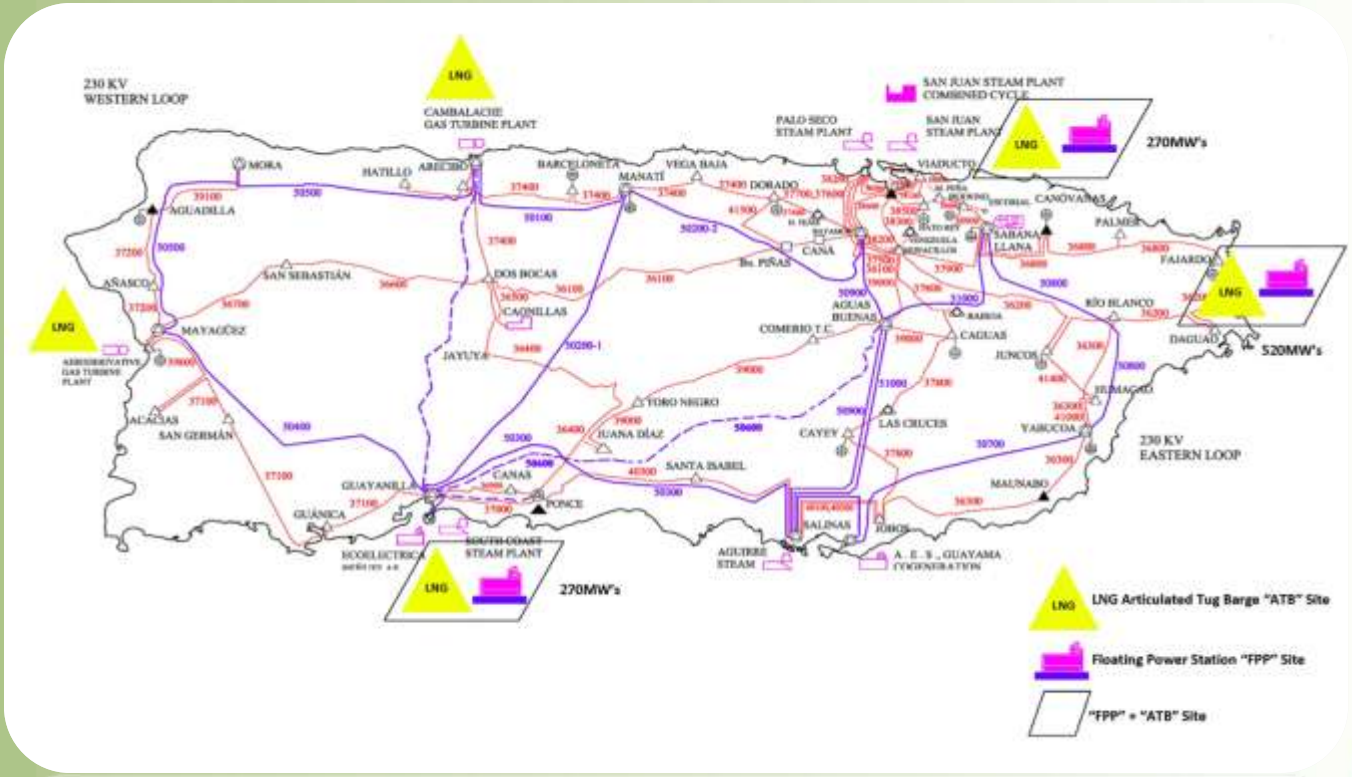
Instalación de Nuevas Plantas Generatrices

Criterios a ser considerados para instalar nueva generación o remplazar plantas existentes:

- El desarrollo de una planta, incluyendo permisos, toma más de cinco años. Por esta razón, una planta nueva no estará completa hasta después del 2017.
- La adición de generación en el sur, comprometería la confiabilidad del sistema eléctrico.
- Plantas nuevas o existentes requieren una infraestructura similar para utilizar gas natural.

Instalación de Nuevas Plantas Generatrices

Se considera el remplazo de unidades existentes con unidades flotantes de gas natural para la costa norte



Instalación de Nuevas Plantas Generatrices

- Se completará un estudio para determinar la factibilidad de propuestas en cuanto a permisos y su conexión al sistema eléctrico:
  - Áreas factibles: Bahía de San Juan y Roosevelt Roads.
  - El proceso de permisos y desarrollo del proyecto debe implementarse y estar en operación comercial entre 24 y 38 meses.

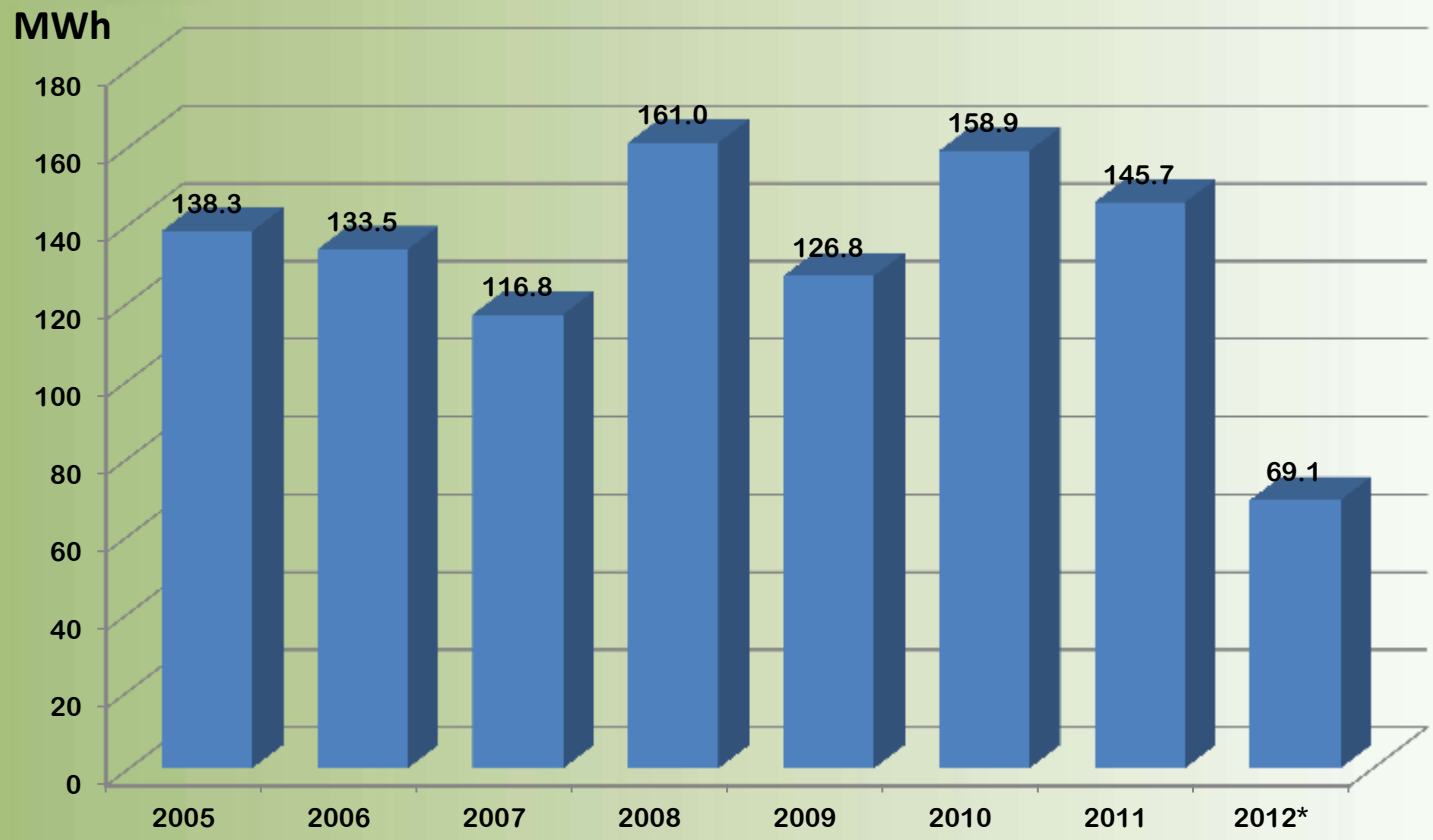
Hidroeléctricas

Cuerpos de agua

Hidroeléctricas

Operación de las Hidroeléctricas

Operación de las Hidroeléctricas



Disponibilidad de las Unidades Generatrices de Combustión (Peaking Units) e Hidroeléctricas

AÑO NATURAL 2008		
SISTEMA A GAS	META	LOGROS
Rendimiento térmico (BTU/KWH)	14,450	14,340
Disponibilidad equivalente (%)	89	90.41
Factor de salidas forzadas (%)	4	2.72
Factor de limitaciones (%)	1	0.24
HIDROELECTRICAS		
Disponibilidad operacional (%)	92	92.11
Factor de salidas forzadas (%)	3	2.19

AÑO NATURAL 2009		
SISTEMA A GAS	META	LOGROS
Rendimiento térmico (BTU/KWH)	14,450	10,726
Disponibilidad equivalente (%)	85	83.04
Factor de salidas forzadas (%)	4	5.12
Factor de limitaciones (%)	1	0.22
HIDROELECTRICAS		
Disponibilidad operacional (%)	77	89.93
Factor de salidas forzadas (%)	3	2.41

Disponibilidad de las Unidades Generatrices de Combustión (Peaking Units) e Hidroeléctricas

AÑO NATURAL 2010		
SISTEMA A GAS	META	LOGROS
Rendimiento térmico (BTU/KWH)	10,800	10,817
Disponibilidad equivalente (%)	82	87.39
Factor de salidas forzadas (%)	4	0.74
Factor de limitaciones (%)	1	0.20
HIDROELECTRICAS		
Disponibilidad operacional (%)	95	82.87
Factor de salidas forzadas (%)	3	12.24

AÑO NATURAL 2011		
SISTEMA A GAS	META	LOGROS
Rendimiento térmico (BTU/KWH)	10,800	10,647
Disponibilidad equivalente (%)	92	79
Factor de salidas forzadas (%)	3	18
Factor de limitaciones (%)	1	0.2
HIDROELECTRICAS		
Disponibilidad operacional (%)	95	67
Factor de salidas forzadas (%)	2	32

Disponibilidad de las Unidades Generatrices de Combustión (Peaking Units) e Hidroeléctricas

SEPTIEMBRE 2012		
SISTEMA A GAS	META	LOGROS
Rendimiento térmico (BTU/KWH)	10,680	11,412
Disponibilidad equivalente (%)	83	81
Factor de salidas forzadas (%)	3	18
Factor de limitaciones (%)	1	0.1
HIDROELECTRICAS		
Disponibilidad operacional (%)	83	44
Factor de salidas forzadas (%)	12	31

Proceso Traspaso de Hidroeléctricas

Venta y Traspaso Sistema Hidroélectrico a la AAA

- El 28 de octubre de 2011 la Junta de Gobierno de la AEE aprobó la Resolución 3861 que Autoriza la Venta y Traspaso de los Sistemas Hidroeléctricos y Riego a la AAA
- El 6 de junio de 2012 la Junta de Gobierno de la AEE aprobó la Resolución 3923, que enmendó la Resolución 3861, para solo autorizar la Venta de los Activos del Sistema Hidroeléctrico.
- Razones para la Venta y Traspaso según Resolución
  - El Sistema Hidroeléctrico solo produce un 0.6% de la generación total del Sistema Eléctrico de la AEE
  - Se decide concentrar recursos económicos en aquellos sistemas que provean mayor capacidad de generación
- Precio de Venta de $100 Millones

Venta y Traspaso Sistema Hidroelectrico a la AAA

- **Sistemas Hidroeléctricos**
  - **En Operación**
    - **Sistema Dos Bocas-Caonillas**
    - **Sistema Yauco**
    - **Sistema Garzas**
    - **Sistema Toro Negro**
    - **Sistema Rio Blanco**
  - **En Desuso**
    - **Sistema Isabela**
    - **Sistema Carite**
    - **Sistema Patillas**
    - **Sistema Comerío**

Venta y Traspaso Sistema Hidroeléctrico a la AAA

- Términos y Condiciones:
  - La AEE pagará por la energía producida por la AAA a base del costo por kWh mensual promedio facturado por la AEE a todas las cuentas de transmisión y de distribución primaria y secundaria
  - La AAA pagará una tarifa de $0.02 por kWh por el uso de las líneas de transmisión de la AEE
  - La AEE operará y mantendrá los Activos del Sistema Hidroeléctrico durante un periodo de tres años después de la firma del Acuerdo de Venta y la AAA reembolsará los costos por este servicio.
  - La AEE se compromete a asistir a la AAA para solicitar legislación con el objetivo de traspasar el Sistema de Riego a la AAA

Venta y Traspaso Sistema Hidroeléctrico a la AAA

- **Estatus de la Transacción**
  - **Finalizando evaluación de los borradores del Acuerdo de Venta de Activos y los Acuerdos Suplementarios**
  - **En espera de la evaluación de la transacción por parte de los Ingenieros Consultores de la AEE**

Incidentes que Afectaron las Operaciones

Explosión CAPECO – Vista desde Central Palo Seco

23 de octubre de 2009

Costo adicional en el precio de combustible para la AEE, por no estar disponibles las facilidades de CAPECO:

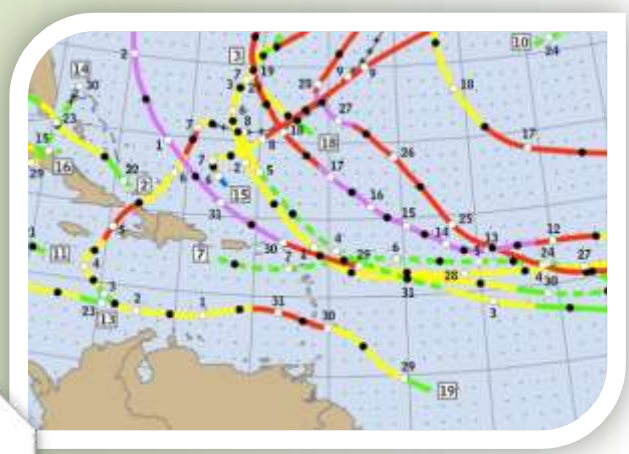
$48,028,012.22
(hasta junio 2012)

Disturbios Atmosféricos

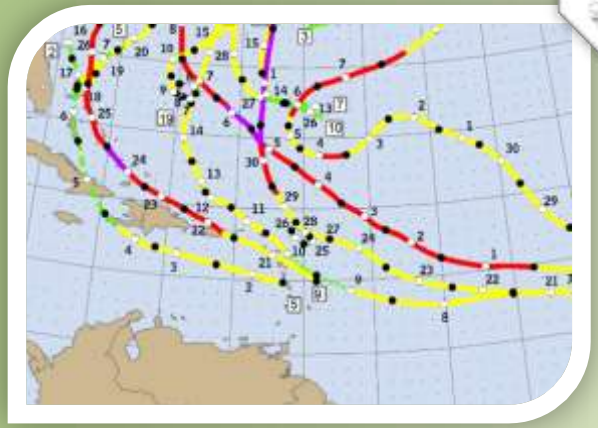
Disturbios Atmosféricos Más Significativos en los Últimos 4 años

2009

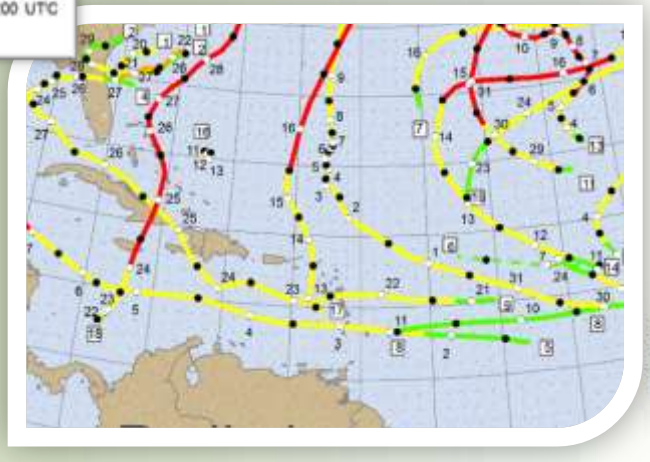
2010



2011



2012



Disturbios Atmosféricos Más Significativos en los Últimos 4 años

Año fiscal	Nombre del Disturbio	Gastos por el Disturbio
2009-10	Tormenta Earl	$ 5,903,647.32
2010-11	Lluvias de 20-31 mayo 2011	$ 1,208,227.31
	Lluvias de 1-9 junio 2011	$ 1,690,665.61
2011-12	Tormenta Emily	$ 94,832.48
	Tormenta/Huracán Irene	$ 13,664,143.85
2012-13	Tormenta Isaac	$ 1,981,859.52
	Total del Período	$ 24,543,376.09

Huelga UTIER

Tipo de Gasto	Diario	Catorcenal	Comentario
Tiempo extra GER y Unionado	$ 820,178	$ 12,302,669	Tiempo extra según Kronos - Enviado por el Departamento de Nóminas (con Beneficios Marginales)
Tiempo extra de la UTIER - ahorros	(150,798)	(2,261,974)	190,000 Tiempo Extra Promedio UTIER Catorcenal 36,100 Beneficio Marginal Tiempo Extra (19%)
Salario básico de la UTIER – ahorros	(1,167,084)	(11,670,840)	686,520.00 Salario Básico Promedio UTIER Catorcenal 480,564.00 Beneficio Marginal Salario Básico
Ahorros netos en gastos de nóminas	$ (497,704)	$(1,630,146)	
Seguridad		286,564	Puestos adicionales reportado por T&D Mayagüez y Administración de Contratos y Servicios Técnicos, Generación.
Dietas y Millaje		116,969	Reportado por los Directorados
Alquiler Facilidades		106,647	Incluye espacios, computadoras, estacionamientos, sillas, equipo telefónico, internet, horas técnicas, servicios telefónicos, renta e instalación de programación de Ethernet, seguridad
Helicóptero		150,678	Información enviada por Operaciones Aéreas de viajes a Isla Grande, Monacillos y Pepito Bonano
Comida		153,637	Lo reportado en gasto de suplir comida a empleados por T&D, Servicio al cliente y Servicios Generales y Generación
Compras		68,162	Reportado por T&D incluye gasto de hielo y materiales, almacenes.
Falsos Fletes y Demoras		5,818	Informado por Almacenes
Estacionamiento		2,814	Estacionamiento en City View para los Directorados de Finanzas, Planificación, Junta de Gobierno. Incluye Sistema de Retiro estacionamiento en Marshalls Santurce de un día
Alquiler de Almacenes		1,750	Alquiler de dos vanes y dos camiones.
Subtotal de otros gastos		$ 893,039	
Total de gastos		$ (737,107)	

Servicio al Cliente

7 Regiones

32 Oficinas Comerciales

23 Oficinas Locales

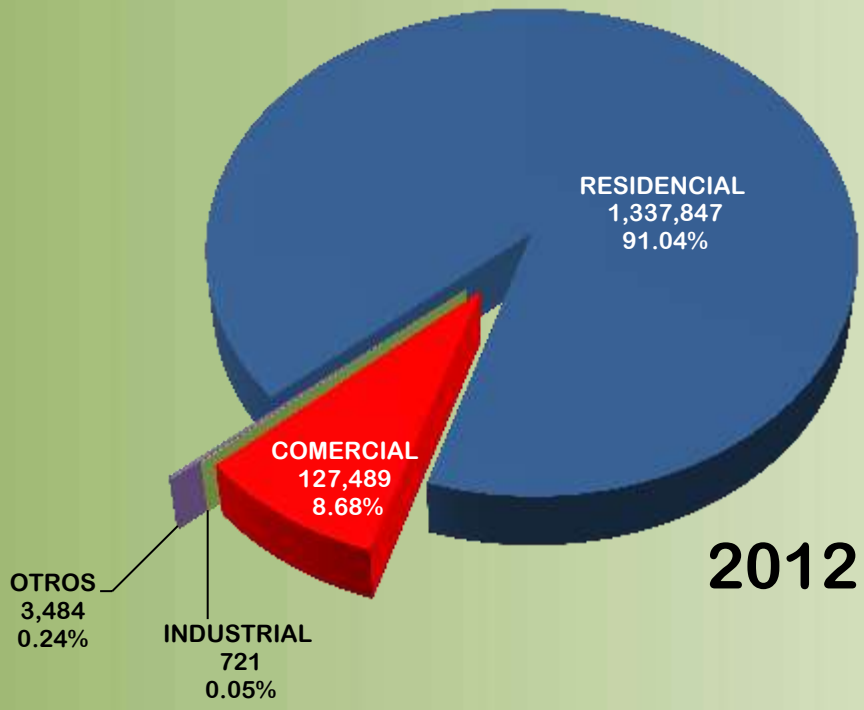
Centro de Servicio al Cliente

Oficina de Cuentas al Por Mayor

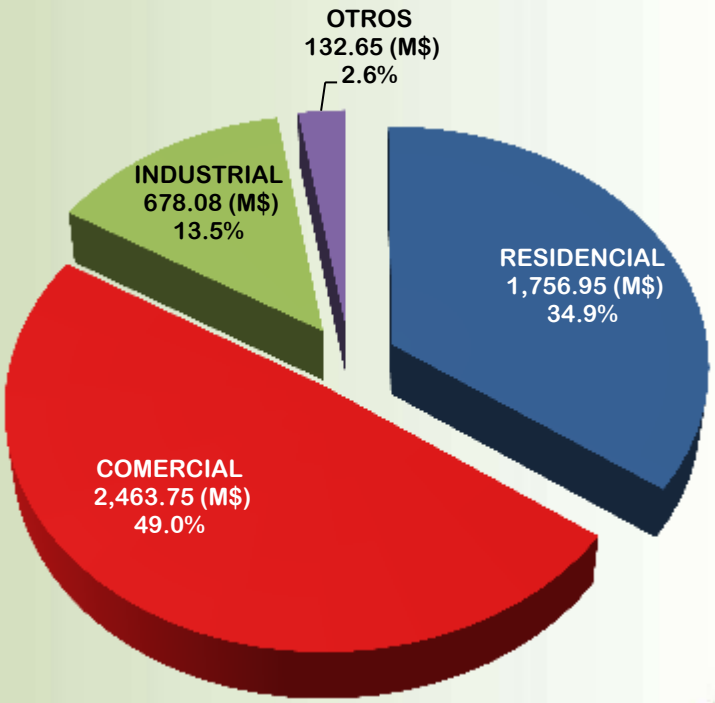
Centro de Cobros y Cuentas de Gobierno

Distribución de Clientes e Ingresos por Clase de Servicio

PROMEDIO DE CLIENTES ACTIVOS



INGRESOS POR CLASE



2012

Distribución de Clientes por Clase de Servicio

AÑO FISCAL	TOTAL	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	ALUMBRADO PÚBLICO[1]	AGRÍCOLA	OTROS
2008	1,449,211	1,314,454	130,011	1,514	1,860	1,367	5
2009	1,458,636	1,324,752	129,492	899	2,168	1,322	4
2010	1,469,493	1,335,928	129,208	808	2,249	1,296	4
2011	1,475,126	1,341,291	129,537	770	2,225	1,300	3
2012	1,469,541	1,337,847	127,489	721	2,217	1,265	2

[1] El alumbrado público no incluye los servicios no medidos

Costos Estimados de Subsidios y Créditos

Subsidios y Créditos	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12
Equipo Preservar la Vida	$3,636,185	$3,707,222	$4,087,345	$5,087,925
Servicio Agrícola General	$613,585	$603,968	$585,224	$542,205
Tarifa Análoga	$3,458,518	$3,515,327	$3,567,627	$3,005,279
Tarifa Básica Residencial	$18,268,906	$18,079,255	$15,529,904	$15,410,151
Hoteles	$6,508,115	$6,531,201	$6,600,365	$8,999,221
Costo Acueducto Comunales o Rurales	$4,491	$4,096	$4,884	$5,178
Electrificación Rural y Riego	$4,983,196	$5,376,636	$4,456,000	$5,568,681
Ajuste de Combustible Residencial	$30,579,072	$29,624,362	$26,846,816	$29,157,457
Ley de Condóminos	$223,272	$1,030,723	$1,158,674	$1,361,780
Ley Núm. 73 - 2008, Crédito contributivo (Incentivos Industriales)				$580,756
Tarifa Residencial con Pago Directo (10%)	$156,950	$169,288	$159,791	$134,773
Tarifas Especiales de Incentivo a las Industrias	$10,235,508	$9,846,706	$7,896,467	$10,107,382
Crédito 10% Comercios Ley Num.169-2004, Pequeños, Comercios- Cascos Urbanos	$3,204	$1,736	$2,467	$2,010
Total de Subsidios y Créditos	$78,671,001	$78,490,521	$70,895,564	$79,382,042

Servicio al Cliente

- Beneficios del Nuevo Cuadro Telefónico con Sistema Interactivo de Atención (IVR)
  - ✓ Se implantó el 13 de agosto del 2012
  - ✓ Provee mayor funcionalidad automatizada del proceso de respuesta al cliente y la integración con el Sistema de Servicio al Cliente
  - ✓ Mayor número de llamadas atendidas
  - ✓ Más opciones sin la intervención de un agente
  - ✓ Provee indicadores de información para inteligencia de negocio
  - ✓ Mayor integración con los demás sistemas de informática y operaciones

Servicio al Cliente

Certificaciones de Servicio por Internet

- ✓ Se implantó el 24 de diciembre de 2010
- ✓ Provee diferentes tipos de certificaciones para las Agencias Gubernamentales o Instituciones Financieras

- Línea exclusiva para pagos (787-521-2121)
  - ✓ Se implantó en septiembre del 2010
  - ✓ Ofrece balance de la cuenta al cliente
  - ✓ El cliente realiza pagos automatizados mediante cuenta de cheques o ahorros y tarjetas de crédito

Servicio al Cliente

- Proyecto Lectura Remota a nivel Isla
  - ✓Cuatro de las siete regiones tienen 97% o más de equipo instalado
  - ✓Tienen más de un 95% de equipo instalado, 23 de las 32 Oficinas de Distrito
  - ✓Alcanzamos un 98.1% de equipo instalado en clientes residenciales
  - ✓Alcanzamos un 97% de equipo instalado a nivel total de clientes (primaria, secundaria y transmisión)
  - ✓Se habilitaron el 100% de las subestaciones

Servicio al Cliente

- Relocalización de las siguientes oficinas de servicio al cliente:
  - Distrito Comercial de Quebradillas a las nuevas facilidades de Isabela
  - Distrito Comercial de Fajardo en nuevas facilidades
  - Distrito Comercial de Puerto Nuevo
  - Distrito Comercial de Utuado
  - Distrito Comercial de Barranquitas

- Se instalaron 163,206 contadores inteligentes con desconectivo

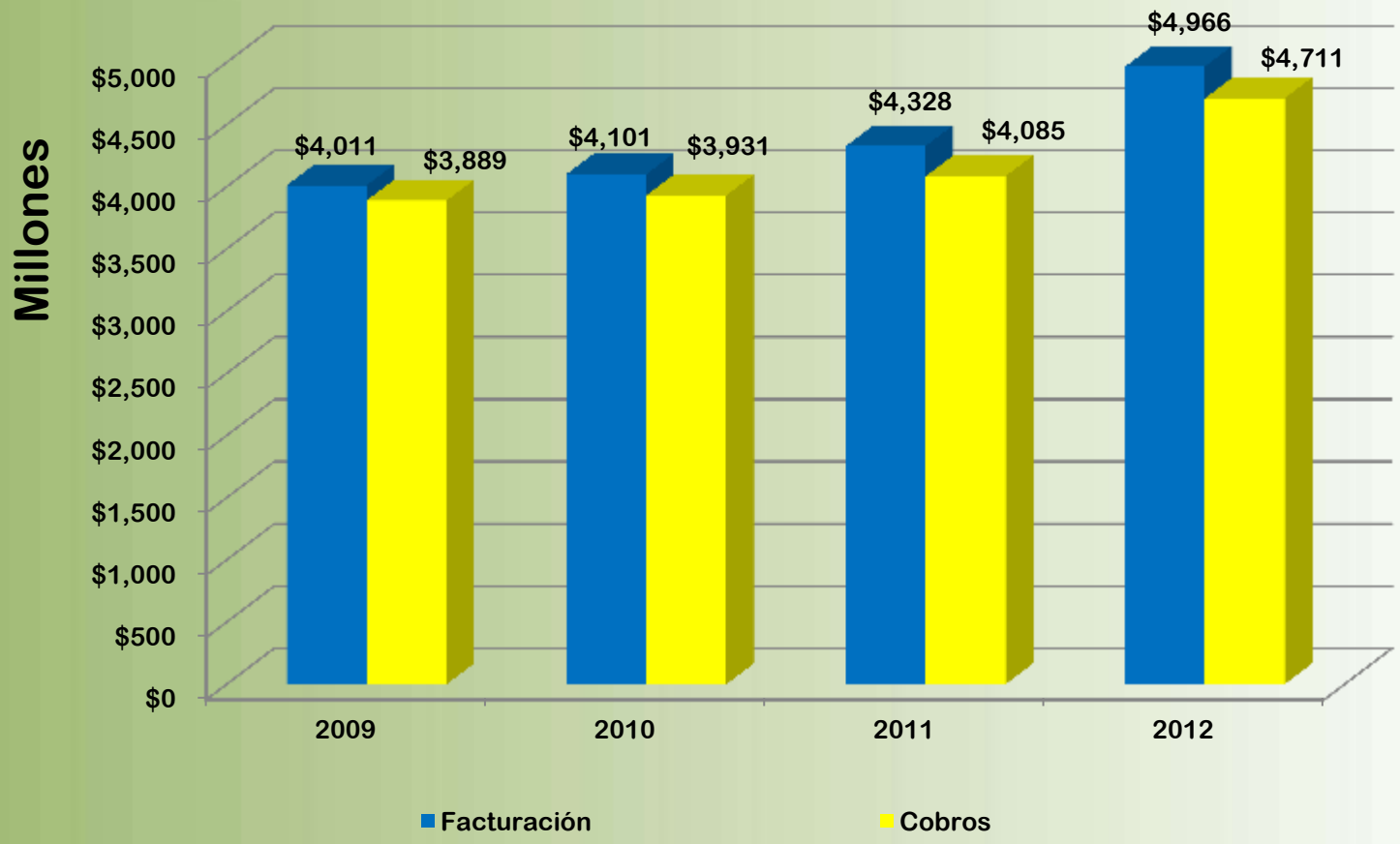
- Medición Neta
  - ✓ Aproximadamente 600 clientes

- Automatización de Procesos relacionados a medición neta e interconexión de proyectos de energía renovable
  - Comprende mejorar el proceso actual de solicitudes de interconexión y medición neta para los clientes de sistemas pequeños de energía renovable (1 a 5 MW)
  - Ya está en servicio la nueva página WEB en aeepr.com dedicada a este proceso.

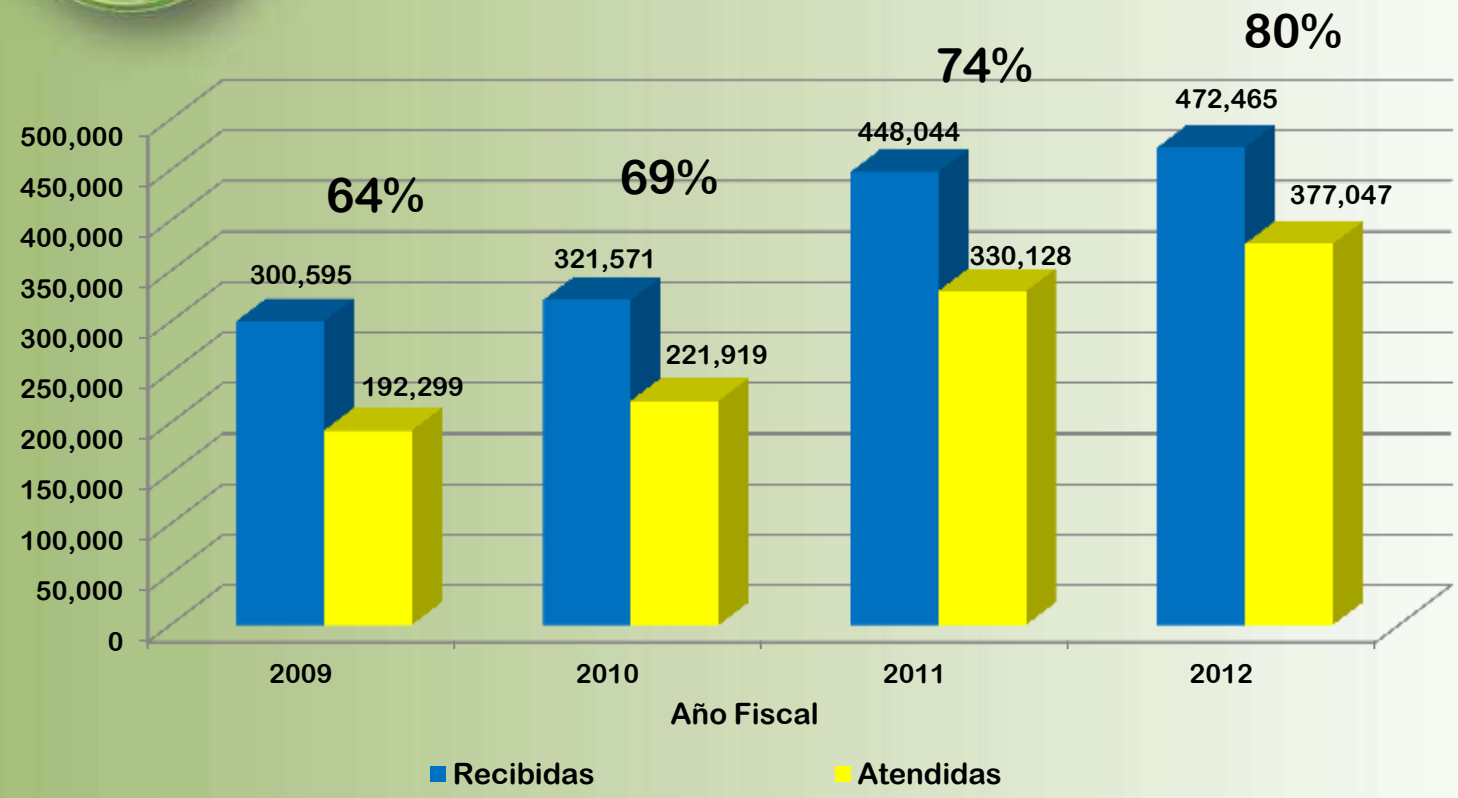
Servicio al Cliente

- El Nuevo Sistema Servicio al Cliente (CC&B)
  - ✓ En producción desde el 2 de abril de 2012
  - ✓ Agiliza el acceso a más información del cliente a través de Internet
  - ✓ Atención más rápida y precisa a nuestros clientes
  - ✓ Disponibilidad del sistema 24 horas los 7 días de la semana
  - ✓ Herramientas de análisis para la toma de decisiones
  - ✓ Indicadores de Desempeño
  - ✓ Inteligencia de Negocios (*Dashboard*)
  - ✓ Optimización de la estrategia de negocio *Meter-to-Cash Revenue Cycle,* para mejorar el flujo de efectivo al agilizar el proceso de facturación y cobro
  - ✓ Automatización de los procesos comerciales
  - ✓ Sistema enfocado en el cliente y no en la cuenta o localidad
  - ✓ Flexibilidad para realizar cambios con estándares de la industria de utilidades
  - ✓ Integración con los demás sistemas de la Autoridad
  - ✓ Mejorar la administración del mantenimiento de cuentas
  - ✓ Análisis de reclamaciones de clientes
  - ✓ Análisis de lectura y ajustes de facturación
  - ✓ Gestiones de cobro
  - ✓ Añade capacidad para facturar otros servicios

Facturación vs Cobros - Año Fiscal

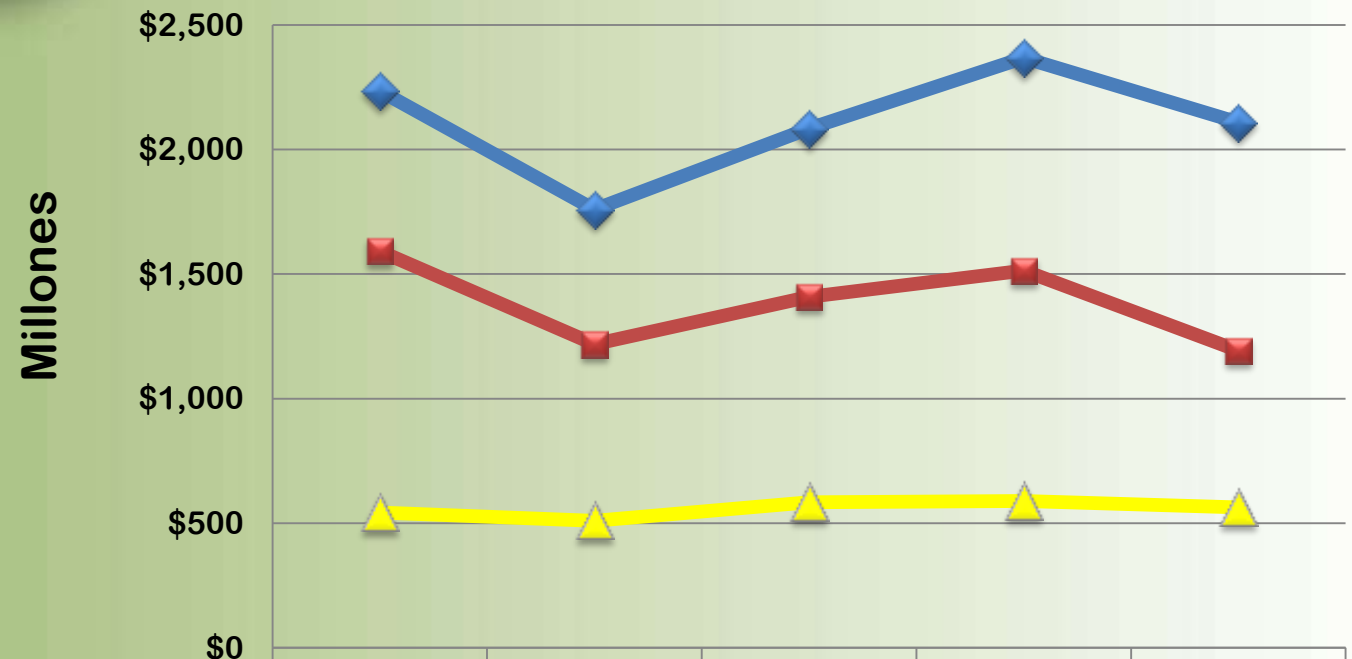


Centro de Llamada y Línea de Pago – Promedio mensual: Recibidas/Atendidas



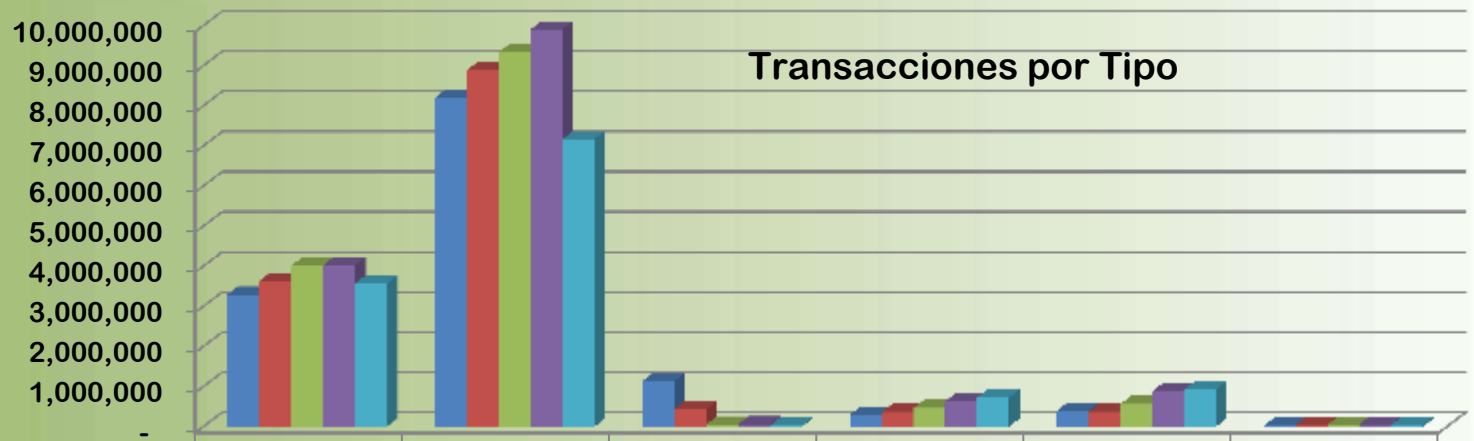
- En agosto de 2012 se implementó un nuevo sistema automatizado de recibo de llamadas. Este duplicó la capacidad vigente y permite que se incluyan nuevas opciones. Actualmente se trabaja en la opción de Call Back, la que está completada y lista para entrar en producción.

Distribución de Cobros – Año Natural



	2008	2009	2010	2011	2012
Centro de Cobros	$2,235	$1,759	$2,084	$2,368	$2,108
Oficinas Comerciales	$1,592	$1,219	$1,408	$1,514	$1,193
Cuentas de Gobierno	$543	$509	$584	$589	$564

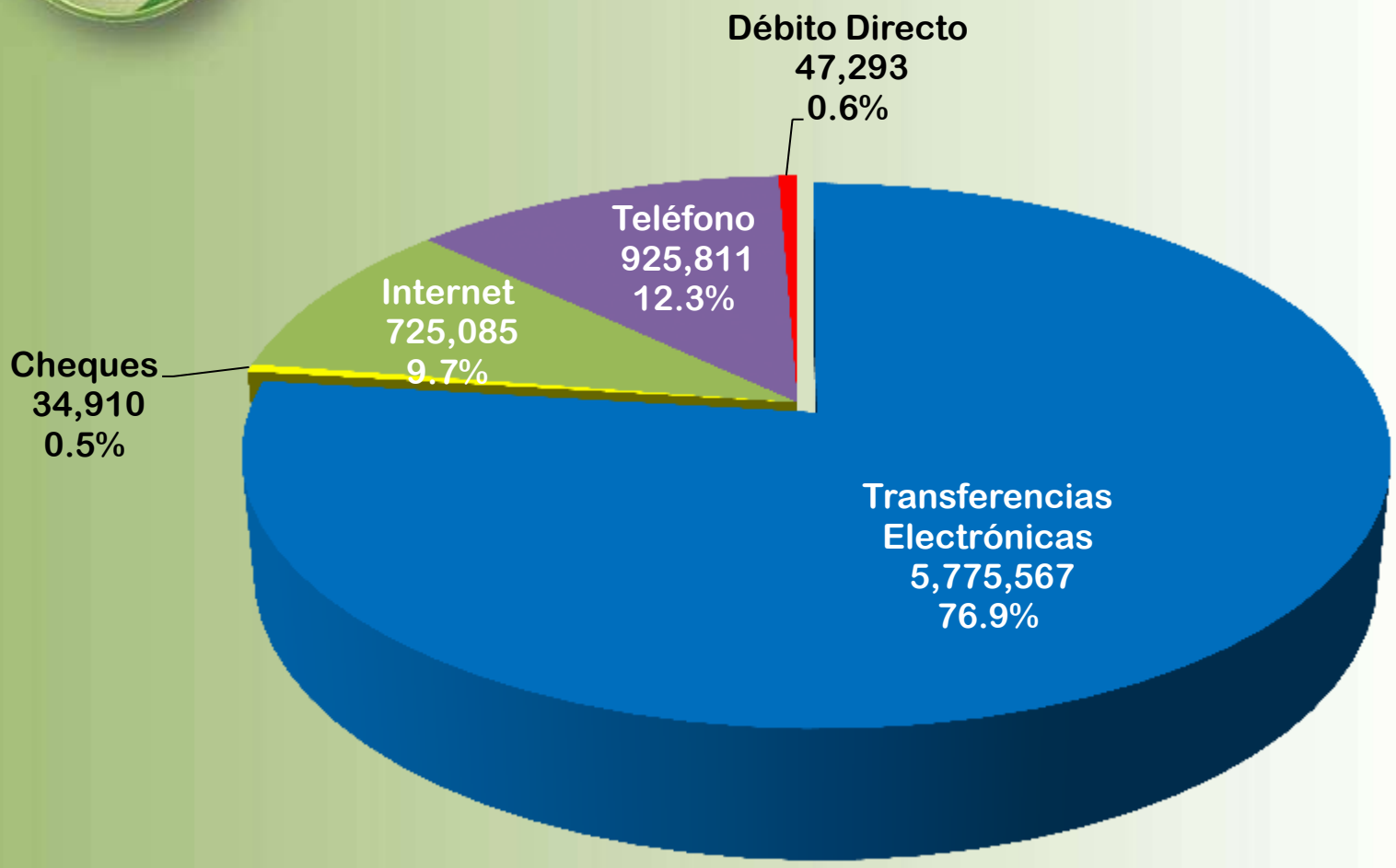
Transacciones por Tipo – Año Natural



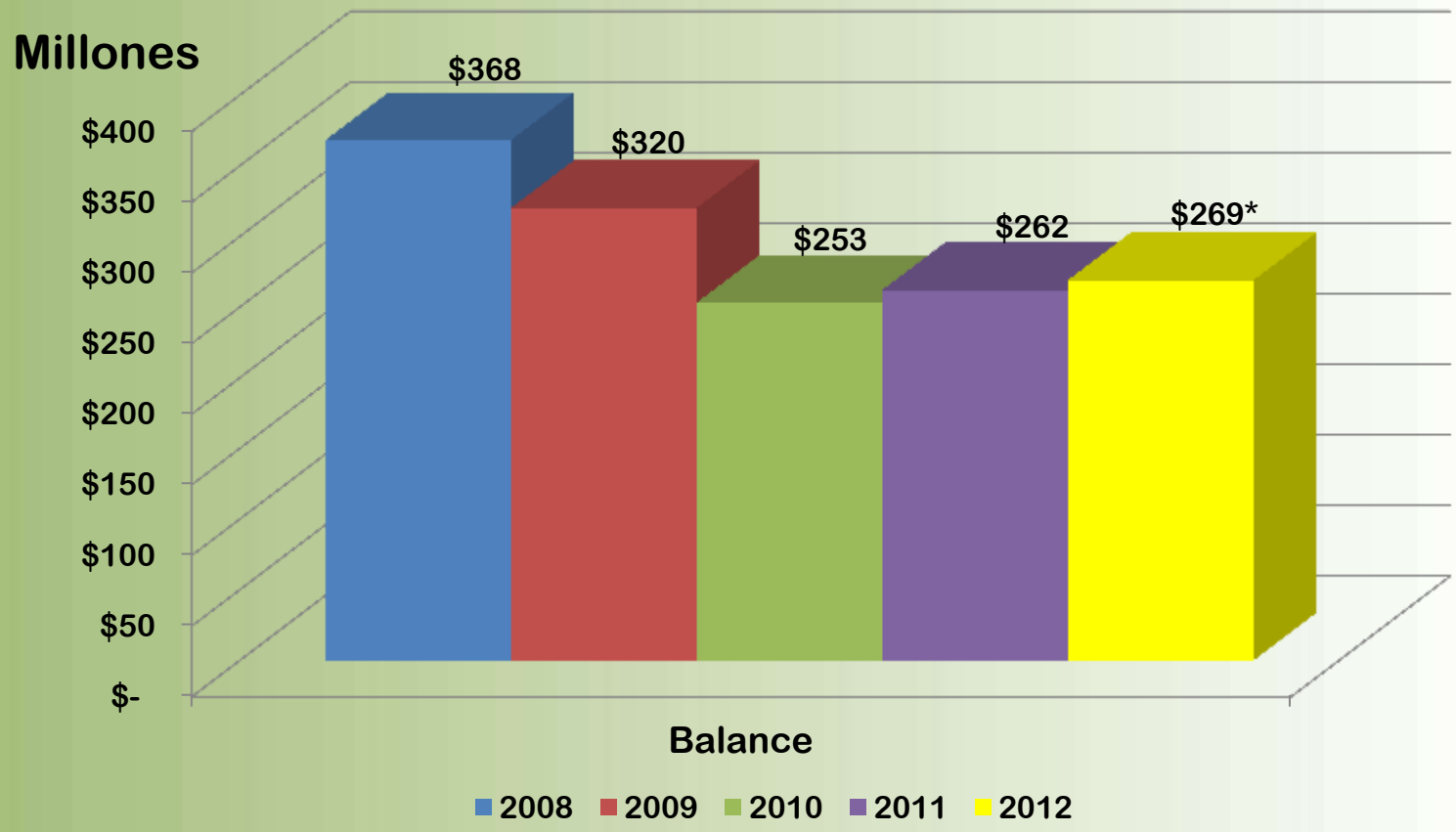
	Efectivo Oficinas Comerciales	Transferencias Electrónicas (incluye Pagos con Tarjetas y Cheques en Oficinas Comerciales)	Cheques	Internet	Teléfono	Débito Directo
2008	3,294,155	8,200,967	1,136,017	296,783	398,002	21,577
2009	3,632,421	8,886,066	437,406	365,701	364,822	45,128
2010	4,011,223	9,335,473	56,409	465,603	565,930	46,631
2011	4,026,096	9,905,247	60,637	634,408	882,546	55,772
2012	3,573,430	7,169,665	34,910	725,085	925,811	47,293

*Hasta octubre de 2012

Distribución de las Transacciones del Centro de Cobros
Datos del 1 de enero al 31 de octubre de 2012



Balances en Cuentas de Gobierno: Año Natural



* Hasta octubre de 2012

Pérdidas Técnicas y No Técnicas

Perdidas Técnicas y No Técnicas

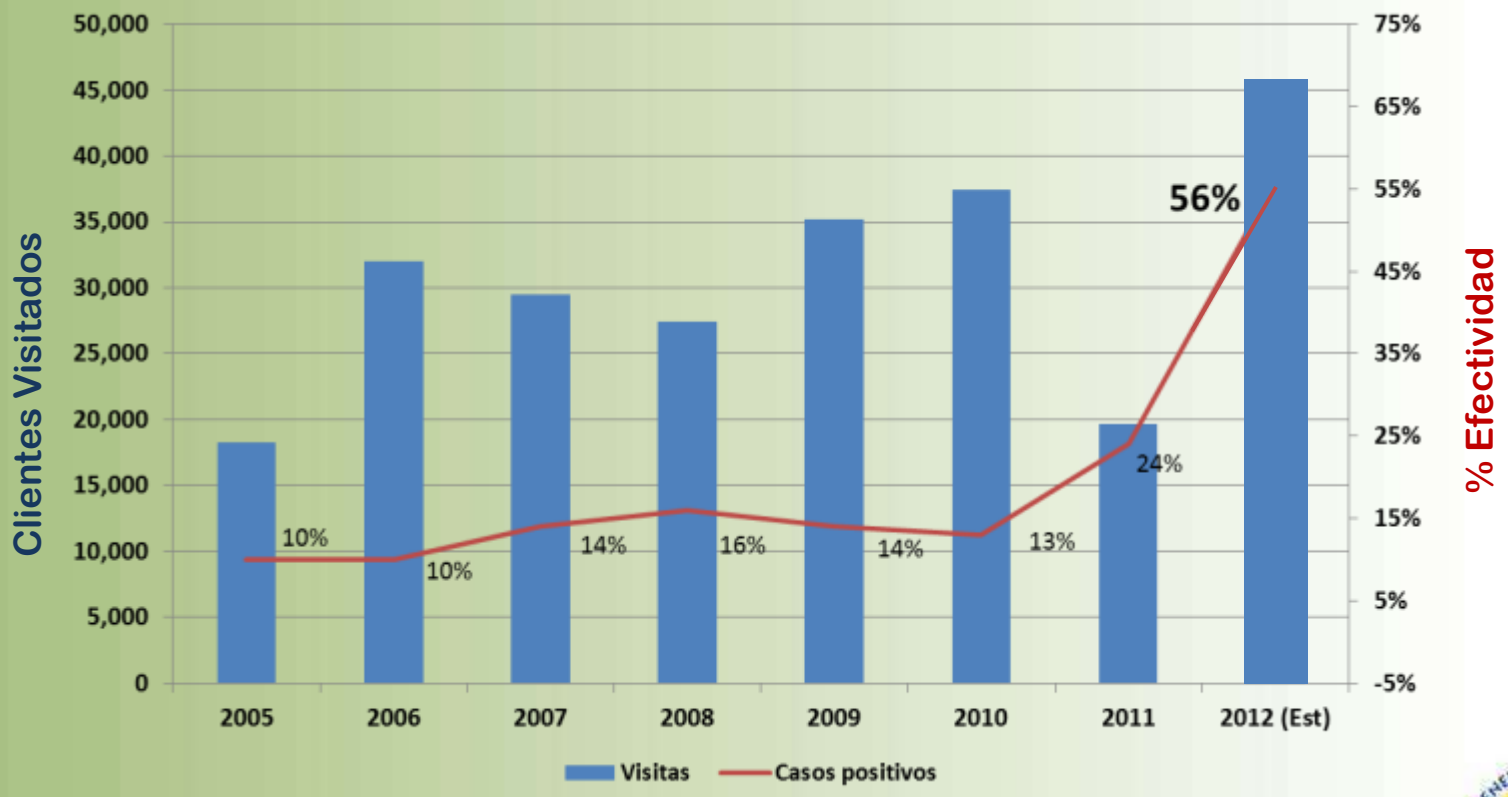
Programa de Optimización de Ingresos

Iniciativas

- Hurto - Proyecto dirigido a erradicar el hurto de energía eléctrica de manera agresiva utilizando:
  - ✓ Sistema – Aplicación para mantener el expediente digitalizado y dar seguimiento en cada etapa de los casos hasta finalizar el mismo. Además, obtener estadísticas del progreso del proyecto.
  - ✓ Estrategia –A corto y largo plazo relacionado a la ejecución del Proyecto.
  - ✓ Procesos – Reingeniería de los procesos comerciales y técnicos en la Secretaría de Procedimientos Adjudicativos.
  - ✓ Organización – Creación de nueva estructura a nivel Isla, estableciendo una oficina por Región para trabajar los casos de Uso Indebido y de Medición.
- Gestión de Cobro – Transferencia de balances de cuentas inactivas a activas, programas de cobros de las Cien Cuentas Mayores
- Mantenimiento de Cuentas Primarias – Programa de restructuración de estas cuentas
- Aportación en Lugar de Impuestos (AELI) -La Ley Núm. 233-2011, establece que toda estructura municipal que se utiliza para actividades con fines de lucro no puede estar incluida en la aportación en lugar de impuestos

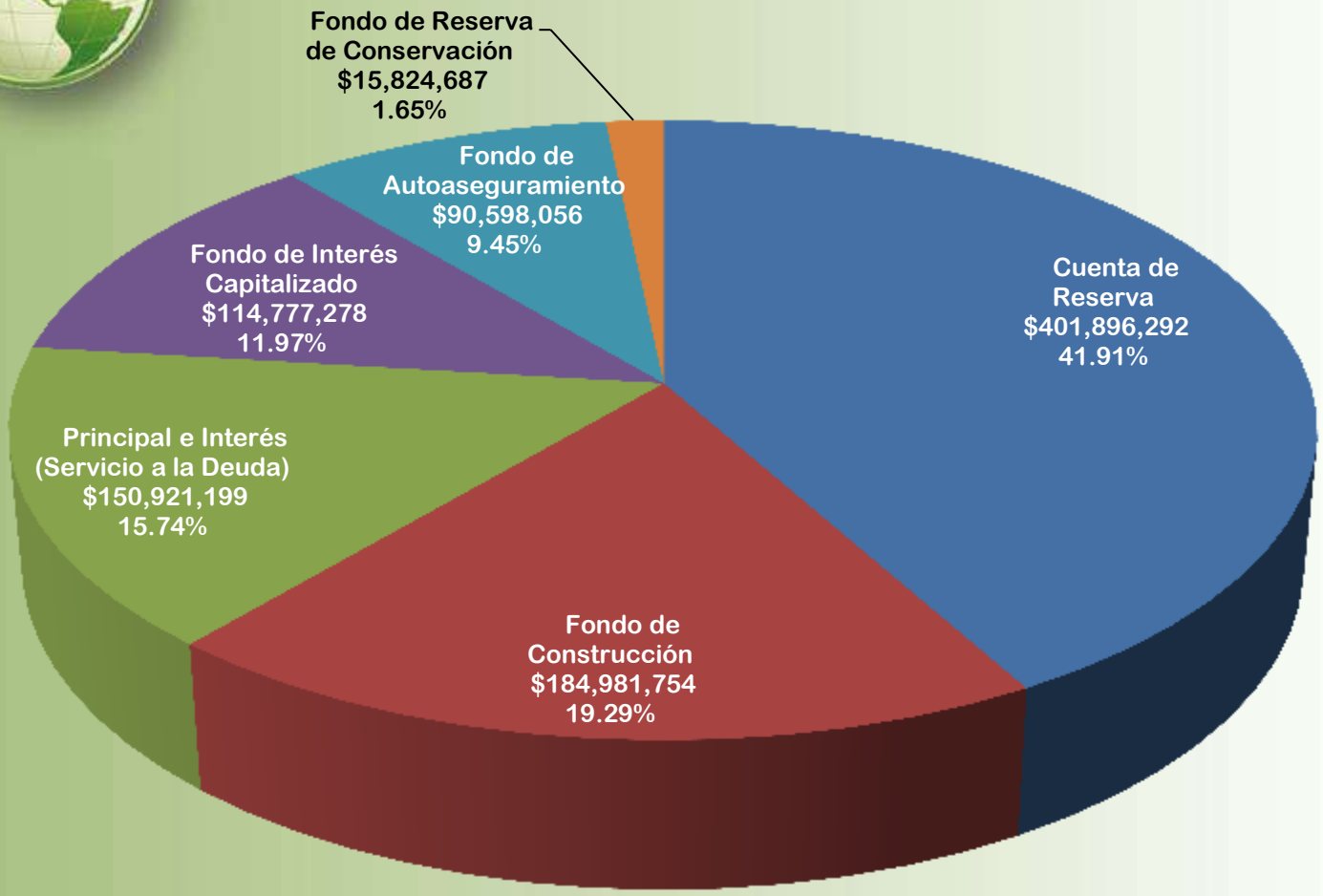
Iniciativa	Meta a 12 meses	Meta a la Fecha (mar/2012 a oct/2012)	Ingreso Real (mar/2012 a oct/ 2012)
Hurto	$40millones	$12.8 millones	$11.9 millones
Gestión de Cobros	$60 millones	$14.4 millones	$17.5millones
Mantenimiento cuentas primarias	$30millones	$4.8 millones	$0.5 millones
AELI	$60 millones	$5.5 Millones	$-
Total	$190 millones	$37.5 millones	$29.9millones

Efectividad en Detección de Casos de Hurto a Octubre de 2012



Finanzas

Cartera de Inversiones a Octubre del 2012



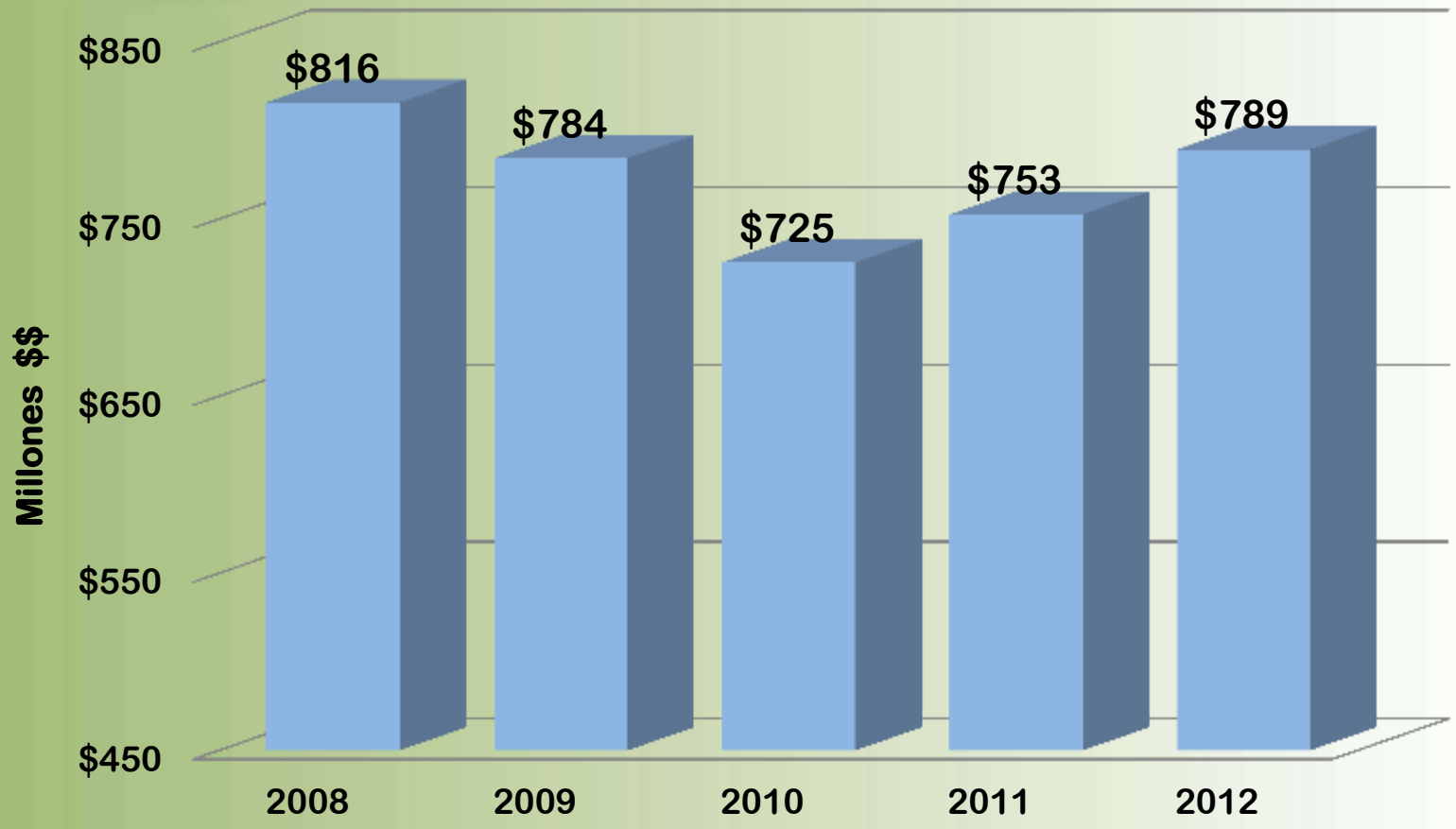
Nota: Conforme al Contrato de Fideicomiso de 1974, según enmendado.

Total: $959 Millones

Presupuesto Operacional
Años Fiscales 2008-2013
(No incluye el costo de la compra de combustible y energía)

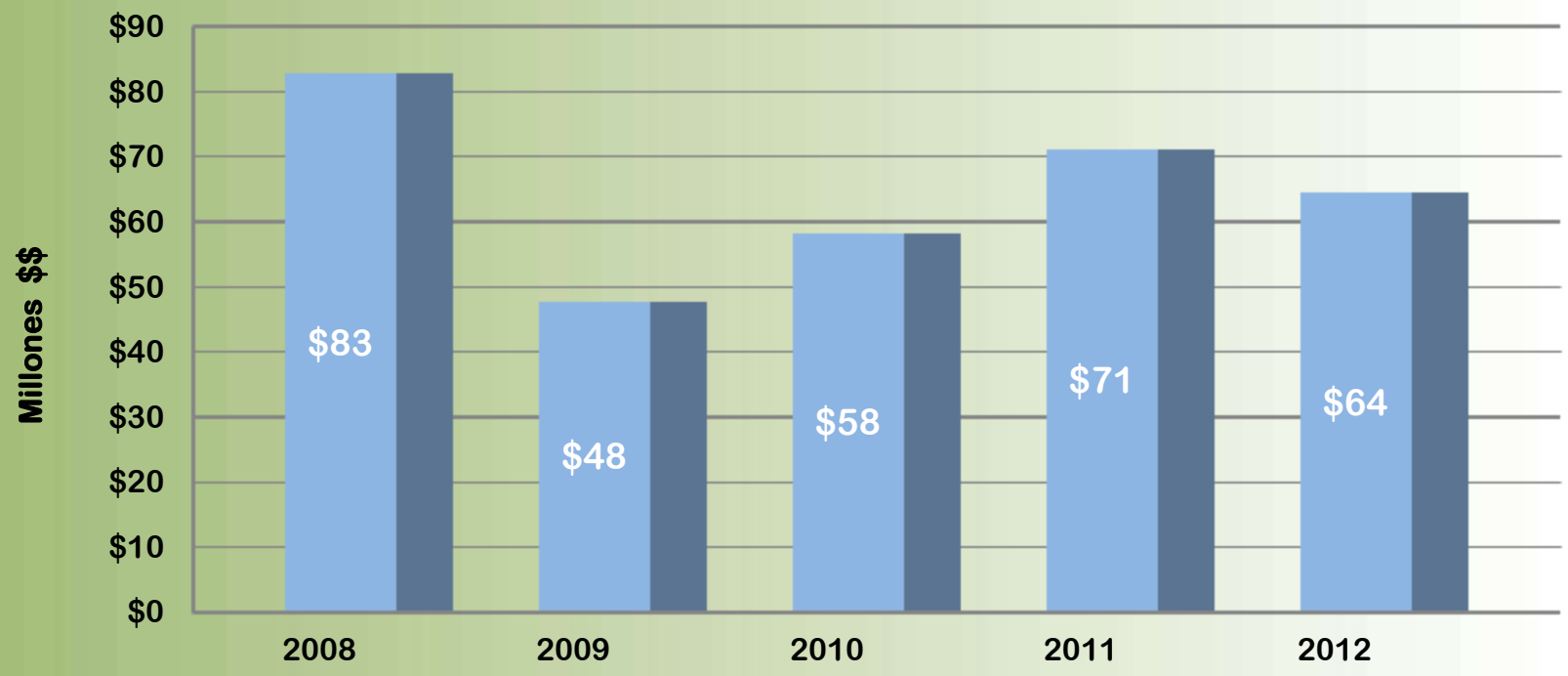
Fuente: Informe 725 - Resumen de Gastos Operacionales

Gastos Operacionales - Años Fiscales 2008-2012
(No incluye el costo de la compra de combustible y energía)



Fuente: Informe 725 - Resumen de Gastos Operacionales

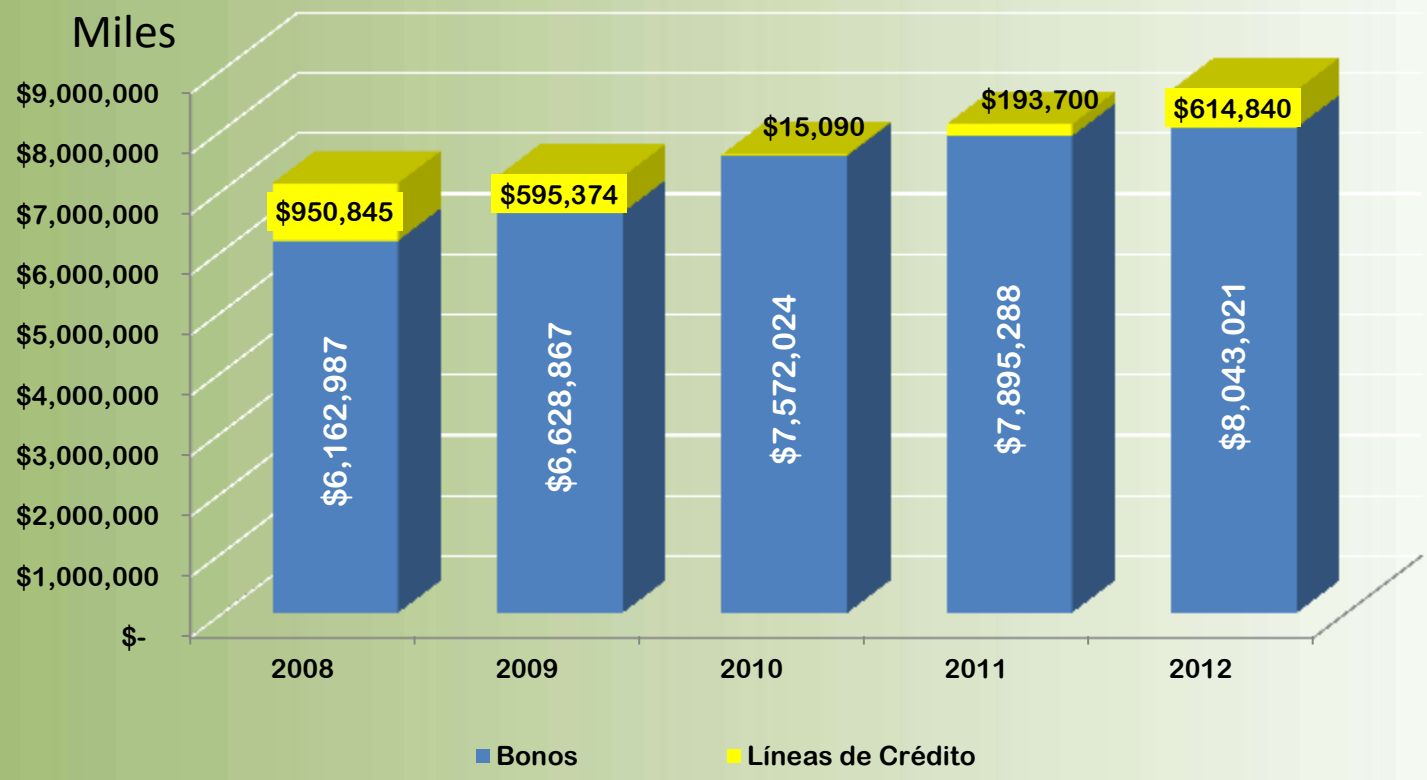
Gastos de Tiempo Extra y Compensatorio
Años Fiscales 2008-2012



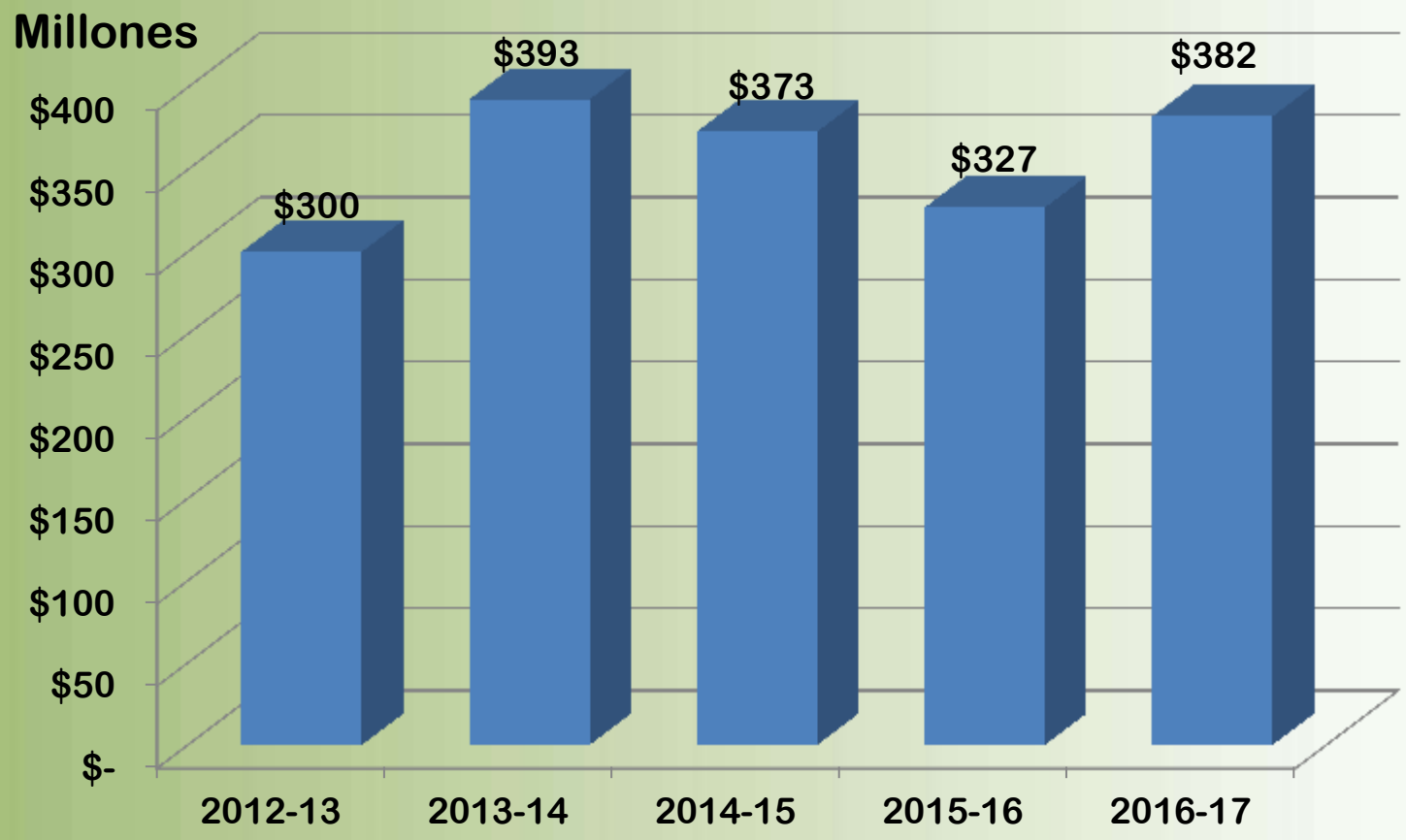
Fuente: Informe 725 - Resumen de Gastos Operacionales

Distribución de la Deuda

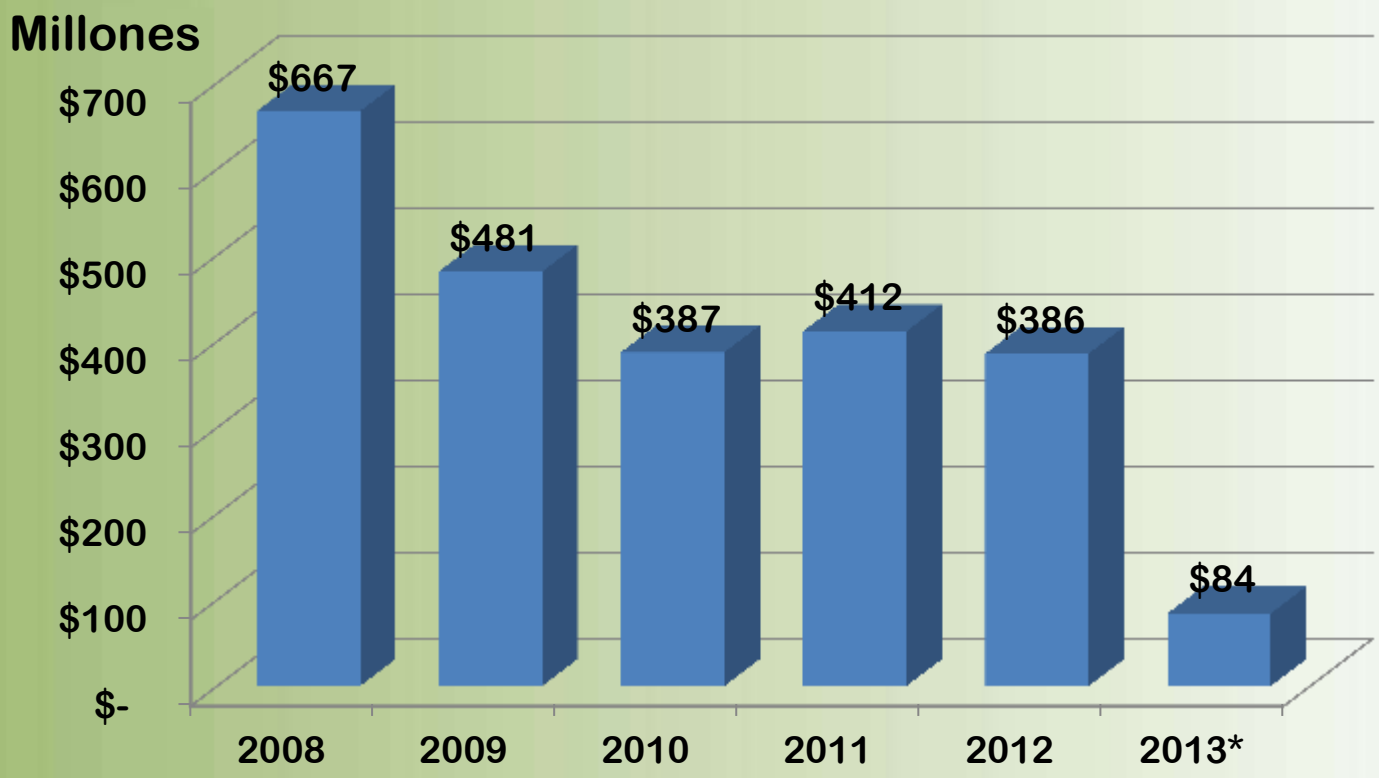
Durante los Años Fiscales 2008 al 2012, la deuda de la Autoridad aumento $1.5 billones, principalmente para saldar líneas de crédito y financiar el Programa de Mejoras Capitales.



Programa de Mejoras Capitales

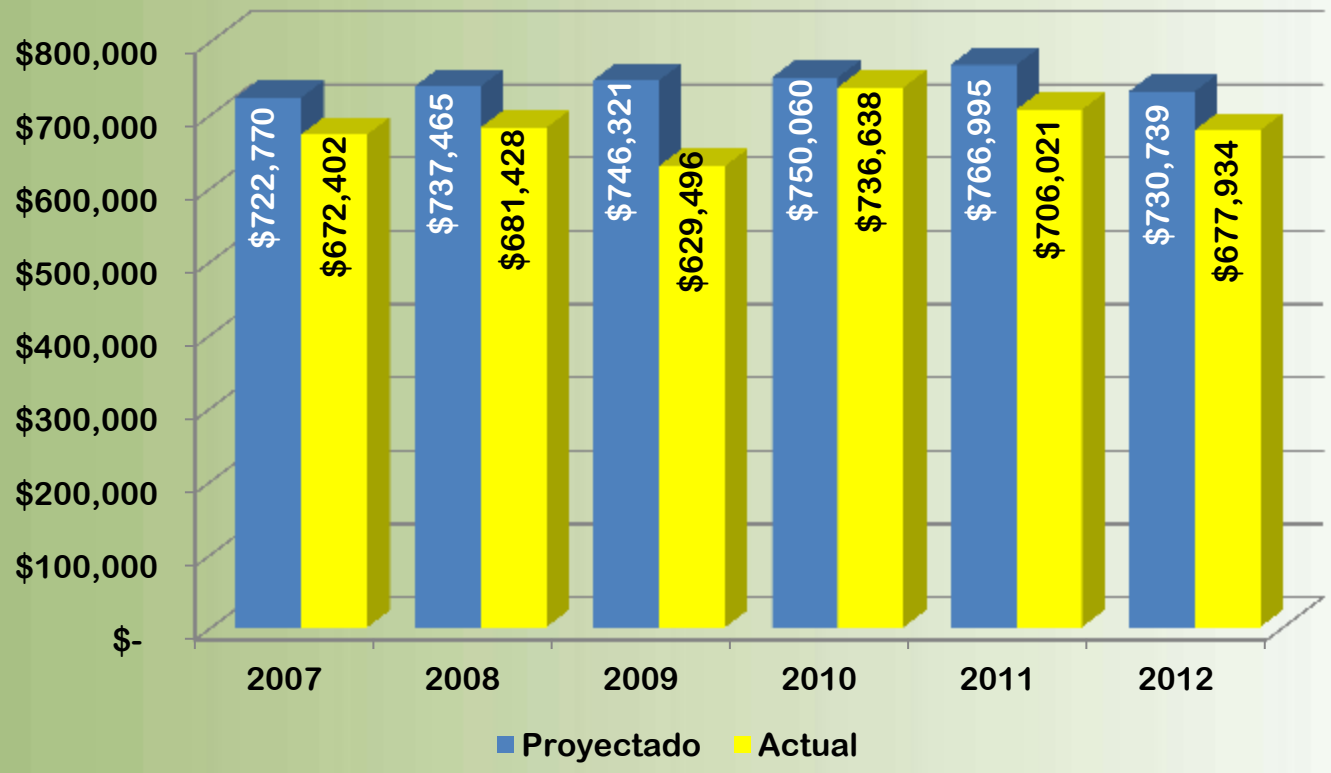


Gasto Histórico Mejoras Capitales



* Hasta septiembre de 2012

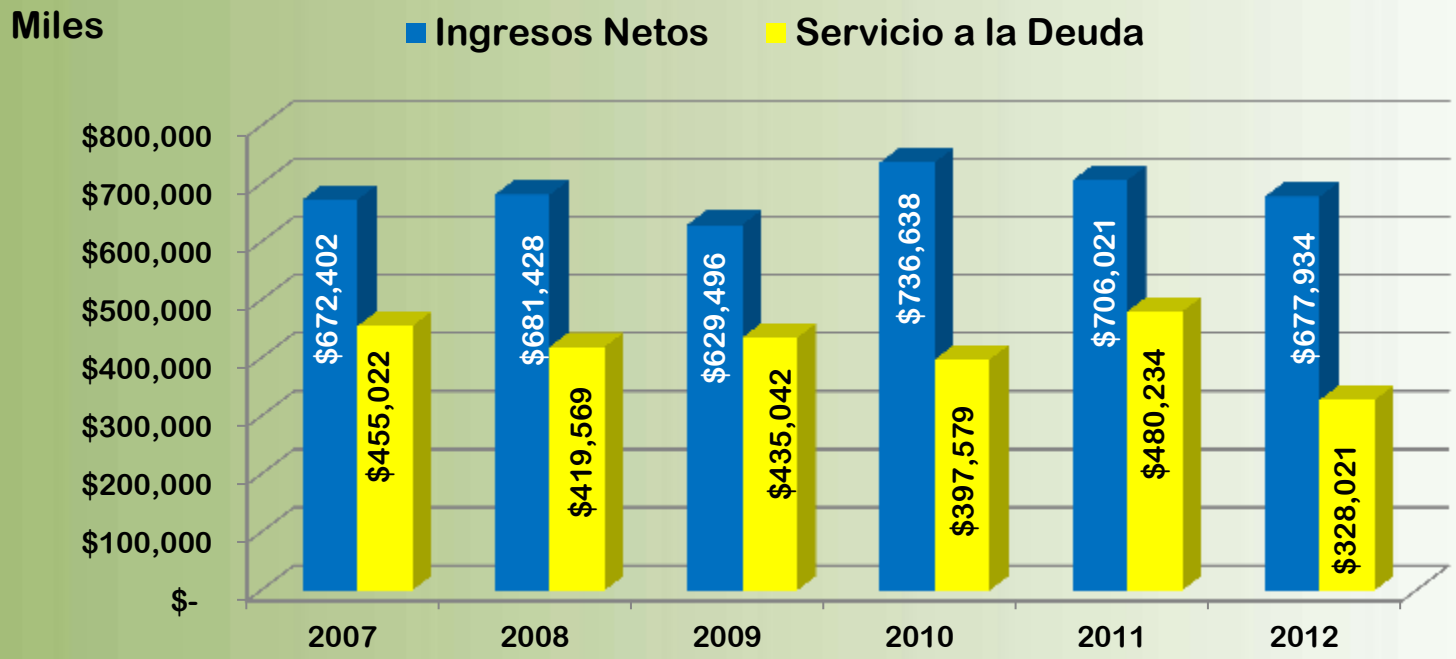
Ingresos Netos: Proyectados vs. Reales

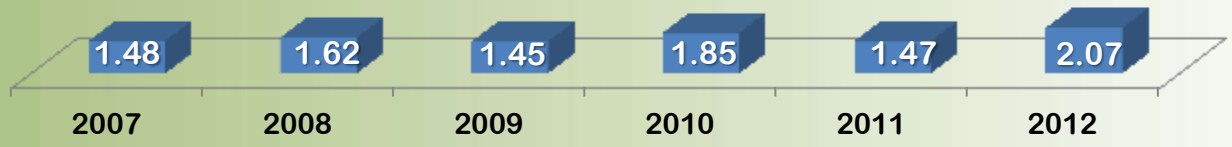


Fuente: *Official Statements* del 19 de abril de 2007 y del 12 de abril de 2012.

Ingresos Netos vs. Servicio de la Deuda

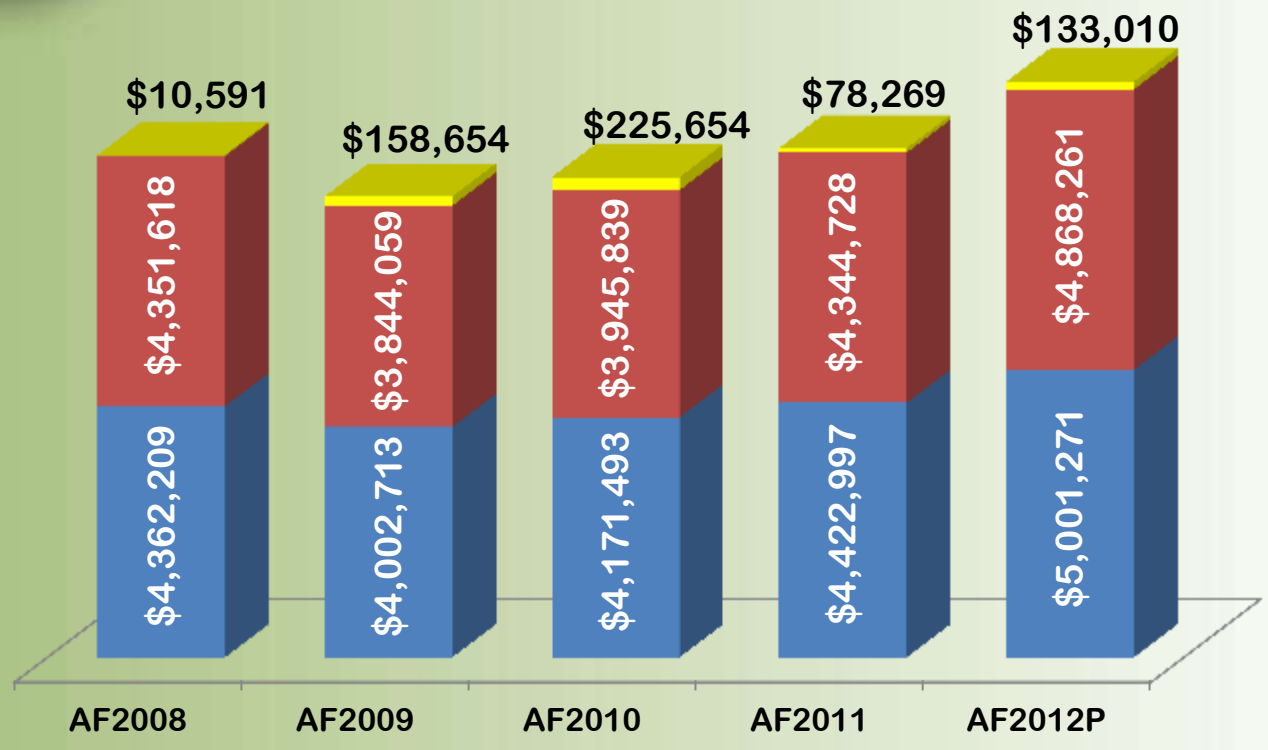
En los años fiscales 2010 y 2012, además de emitir bonos para financiar el Programa de Mejoras Capitales, la AEE reestructuró una porción de la deuda y mejoró su cobertura.





Fuente: *Official Statement del* 12 de abril de 2012 con excepción del Año Fiscal 2012 que es preliminar.

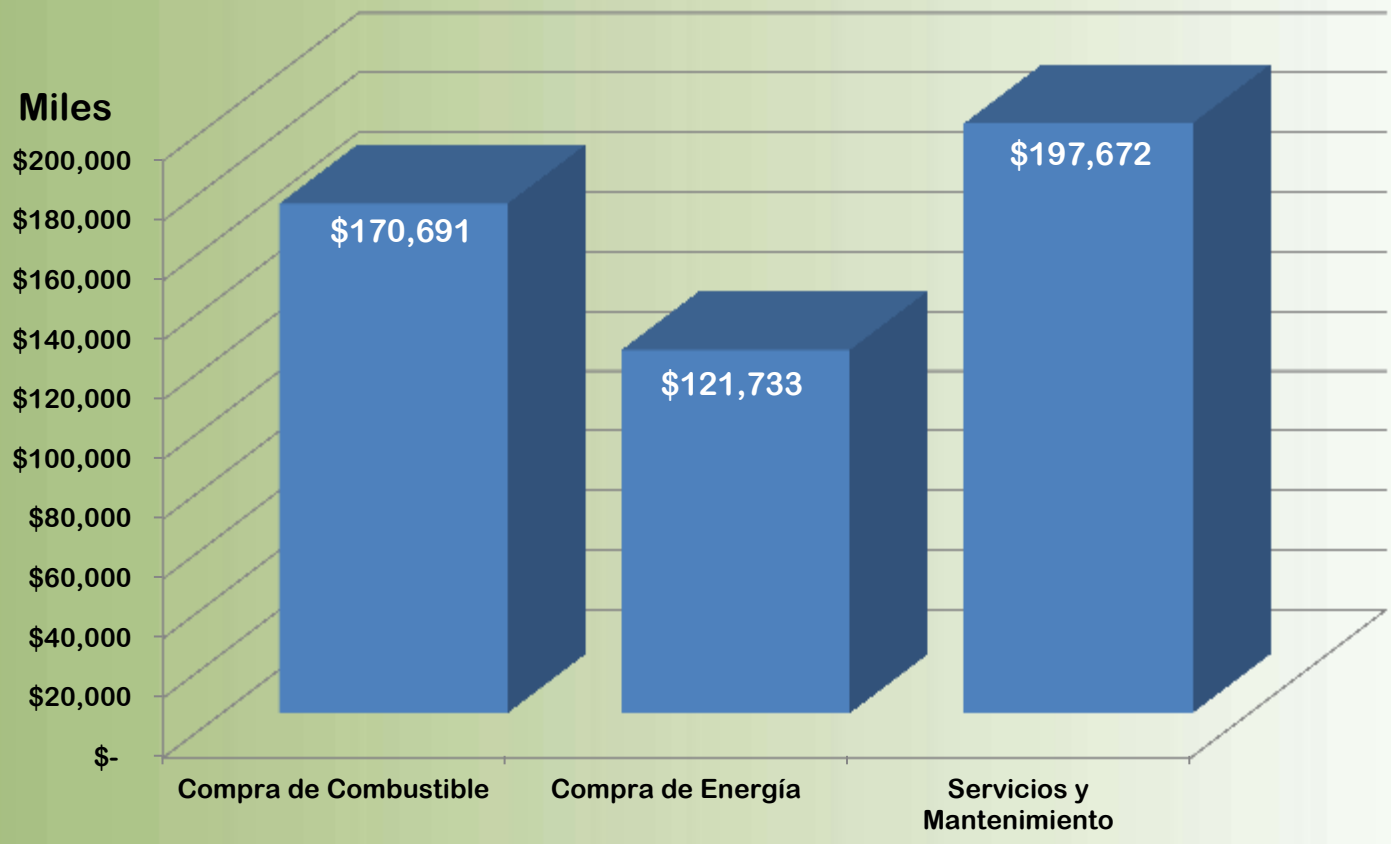
Cambio en Activos Netos, Excluyendo Depreciación



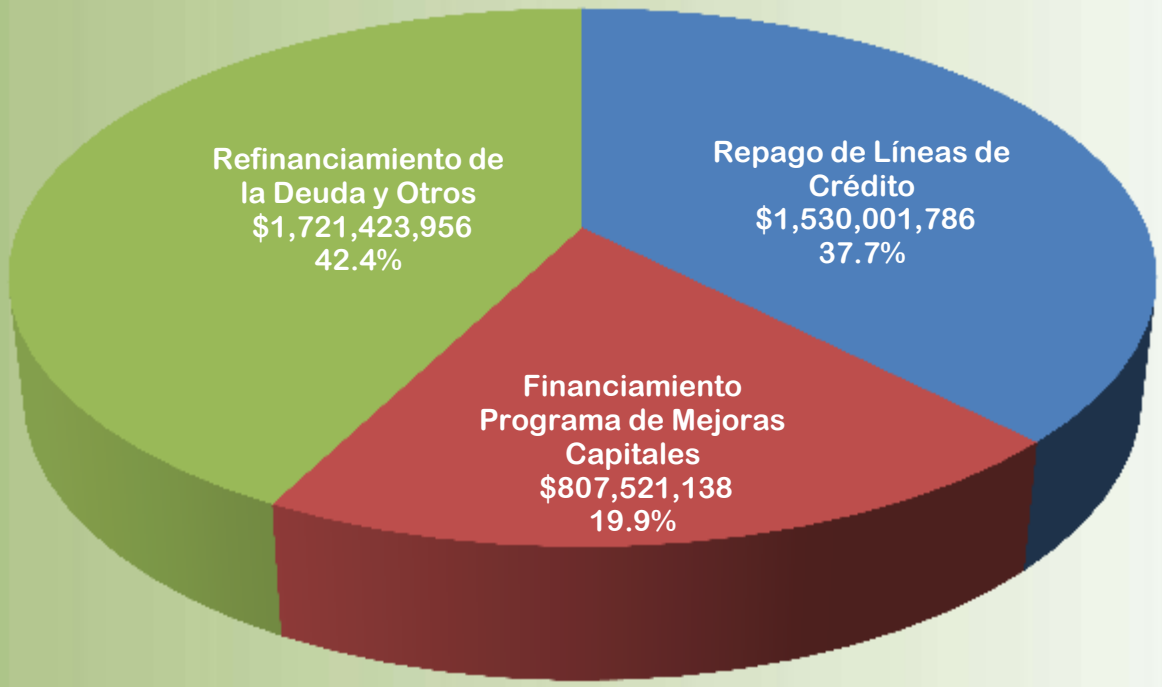
Ingresos operacionales Gastos operacionales Cambio en activos netos

Fuente: Estados financieros auditados con excepción al AF2012 que es preliminar.

Cuentas por Pagar a Septiembre de 2012



Emisiones de Bonos



Emisiones de Bonos entre el 2009 y el 2012: 9
Total: $4,058,946,880

Acuerdo de Control Fiscal con Banco Gubernamental de Fomento

Acuerdo de Control Fiscal con Banco Gubernamental de Fomento

- En el 2009 se firmó un acuerdo de control fiscal, entre la AEE y el BGF
  - Propósito: Asegurar la autosuficiencia de la AEE y mejorar el crédito para tener un acceso seguro a los mercados de capital.
  - El acuerdo mejora el control fiscal y compromete a la AEE a un plan comprensivo de reducción de gastos y proveer mayor información operacional y financiera.

Asuntos Legales

Reclamaciones Legales

Partes en el Caso	Año en que ocurrieron los hechos	Monto	Comentarios
AUTORIDAD ES DEMANDADO			
Jorge Martínez García v. AEE,	1988	$220,030,000	Asbesto
Héctor Carmona Resto, et al. v. AEE	2010	$100,000,000	Sobrefacturación
Arístides Rodríguez Rivera, et al. v. AEE		$100,000,000	Sobrefacturación
Rodríguez Ramírez, et al v. AEE, et al	1988	$56,030,000	Daños y Perjuicios
Power Technologies Corporation v. Autoridad de Energía Eléctrica	2009	$52,400,000	Culpa in Contrahendo
Soto Villanueva v. AEE	2007	$42,500,000	Daños y Perjuicios
Aguas Puras del Caribe , v. AEE	2009	$37,978,339	Incumplimiento Contractual
AUTORIDAD ES DEMANDANTE			
PREPA v. Vitol, et als	2007	$2,300,000,000	N/A
Abengoa Puerto Rico, S.E., Plaintiff v. PREPA v. Abengoa, S.A.,	2000	$250,000,000	N/A
AEE v. Real Legacy Assurance Co., Court of First Instance, Bayamón Courthouse,	2009	$26,243,093	N/A
AEE v. Escuela de Medicina San Juan Bautista,	2000	$21,149,936	N/A
PREPA v. Passco, Inc. et al,	2007	$19,022,839	N/A
AEE v. Clínica Santa Rosa,	2009	$2,222,332	N/A
AEE v. Santa Rita Development d/b/a San Juan Star	2008	$380,000	En proceso a TA

Planificación

Energía Renovable

Ley Núm. 82 del 19 de julio de 2010

Conocida como "Ley de Política Pública Energética, por medio de la energía renovable sostenible y alterna en Puerto Rico", se creó para fomentar la generación de energía renovable en Puerto Rico. Dicha Ley crea y define lo que se conoce como la Cartera de Energía Renovable para fijar metas compulsorias de cumplimiento a corto, mediano y largo plazo en materia de producción de energía, mediante fuentes de energía renovable, sostenible o alterna. También, crea la Comisión de Energía Renovable de Puerto Rico para fiscalizar el cumplimiento con las metas.

Cartera de Energía Renovable

La Ley 82-2010 requiere al proveedor de energía al detal, que del total anual de energía eléctrica vendida, cierto por ciento mínimo sea producido por fuentes de energía renovable.

Años	Por Ciento de Energía Renovable
2015 al 2019	12%
2020 al 2027	15%
2028 al 2035	20%

Contratos para la Compra de Energía Renovable (PPOAs)

La Autoridad ha suscrito 52 contratos con diversos productores de energía renovable para comprar la energía producida por éstos durante periodos de 20 a 30 años, con extensiones de hasta 10 años.

2015	Proyectos por Tecnología	Producción Estimada (MWh)	% Ventas
Solar fotovoltaica	36	1,493,404	8.1%
Eólica	10	601,191	3.3%
Conversión desperdicios sólidos	3	172,768	0.9%
Recuperación gases de vertedero	3	52,560	0.3%
Total	52	2,319,923	12.6%

Se presume que los proyectos comienzan a generar en la fecha que indican los proponentes y de no indicarla, en enero de 2015. Se exceptúan los proyectos que están por cancelarse.

Cumplimiento con la Cartera de Energía Renovable

Se consideraron todos los proyectos cuyos PPOAs especifican que los Certificados de Energía Renovable (CERs) se transferirán a la AEE.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CERs preservados de años anteriores	1,463,083	790,297	82,733	0	0	0
Producción Estimada (MWh)	1,535,707	1,539,965	1,535,707	1,535,707	1,535,707	1,539,965
Total CERs	2,998,790	2,330,262	1,618,440	1,535,707	1,535,707	1,539,965
CERs requeridos por Ley 82-2010	2,208,494	2,247,529	2,286,317	2,321,459	2,357,099	2,387,823
% Ventas (año)	8.3%	8.2%	8.1%	7.9%	7.8%	7.7%
% Ventas (cumplimiento)	16.3%	12.4%	8.5%	7.9%	7.8%	7.7%

Se presume que los proyectos comienzan a generar en la fecha que indican los proponentes y de no indicarla, en enero de 2015. Se exceptúan los proyectos que están por cancelarse.

Contratos Proyectos de Energía Renovable al 2012

Proyectos de Energía Renovable Completados y en Pruebas

Nombre de Proyecto	Tecnología	Cap. (MW)	Localización (Municipio)	Firma Contrato	Precio Base (¢/kWh)	Escalador (anual)	Precio CERs (¢/kWh)	CERs	Interconexión	Construcción	Operación Comercial
WindMar RE, Inc. (Cantera Martinó)	Solar Fotovoltaico	2.1	Ponce	Sep-2011	15	2%	3.5	100% AEE	Alimentador #5004-7	En operación	Septiembre 2011
AES Ilumina	Solar Fotovoltaico	20	Guayama	Jun-2010	15	2%	3.5	100% AEE	Línea 10900 38 kV	100%	Noviembre 2012
Pattern (Santa Isabel)	Eólica	95	Santa Isabel	Jun-2010	12.5	1.5%	2.5	100% AEE 1.5%	Línea 40300 Patio de Interruptores 115 kV	100%	Diciembre 2012
Go Green/ Gestamp (Punta Lima)	Eólica	26	Naguabo	Jul-2009	12.5	1.5%	2.5	100% AEE	Daguao TC 115 kV	100%	Diciembre 2012

Proyectos de Energía Renovable en Operación

AES Ilumina
Planta Fotovoltaica
La más grande del Caribe

- Capacidad: 20MW
- Precio Contratado:
- 15 centavos por kWh
- 101 mil Paneles Yingli Solar
- 40 inversores de 500 kW PV500 GPTech
- Placas PV Yingli Solar YL235-P-29B
- Clientes a servir: 14,200

WindMar
Planta Fotovoltaica – Ponce

- Capacidad: 2.1MW
- Precio Contratado:
- 15 centavos por kWh
- 20 mil Paneles
- Clientes a servir: 1,500

Gestamp
Finca de Aerogeneradores
Punta Lima Wind Farm, LLC

- Capacidad: 26MW
- 13 Turbinas Vestas de 2 MW cada una Modelo V90-2MW-VCS-MK7
- Costo: 12.5 centavos por kWh
- Clientes a servir: 18,500

Pattern
Finca de Aerogeneradores
La más grande del Caribe

- Capacidad:75MW; 95MW de febrero a agosto de 11 am a 5 pm
- 44 turbinas Siemens de 2.3 MW cada una Modelo SWT-2.3 VS
- Costo: 12.5 centavos por kWh
- Clientes a servir: 53,500

Contratos Para Proyectos de Energía Renovable al 2012

Proyectos en Construcción

Nombre de Proyecto	Tecnología	Cap. (MW)	Localización (Municipio)	Firma Contrato	Precio Base (¢/kWh)	Escalador (anual)	Precio RECs (¢/kWh)	CERs	Interconexión	Construcción	Operación Comercial
WindMar (Punta Verraco)	Eólica	14.5	Guayanilla	Nov-2011	12.5	1.5%	2.5	100% AEE	Nueva Seccionadora Línea 37100	10%	2013
WindMar (Punta Ventana)	Eólica	18.4	Guayanilla	Nov-2011	12.5	1.5%	2.5	100% AEE	Nueva Seccionadora Línea 37100	10%	2013
San Fermín Solar Farm (Coquí Power)	Solar Fotovoltaico	20	Loíza	Nov-2010	15	2%	3.5	100% AEE (3.5¢/kWh)	Línea 11100 Canóvanas Seccionadora 38 kV	30%	2013
Windmar Santa Rosa	Solar Fotovoltaico	20	Guayanilla	Feb-2012	15	2%	3.5	100% AEE	Nueva Seccionadora Línea 37100	20%	2013

Proyectos Planificados en el 2008

COMPAÑÍA	TECNOLOGÍA	CAPACIDAD	UBICACIÓN	FACTOR DE CAPACIDAD
WINDMAR	Parque eólico	40 MW	Guayanilla	37%
Renewable Power Group	Planta Recuperación de Gas de Vertedero	30 MW	Canóvanas y Moca	85%
Solena Group	Planta de gasificación desperdicios sólidos municipales	42 MW	Manatí	85%

- **El Contrato de Solena Group se canceló por incumplimiento de contrato. La capacidad era 42 MW bruto/ 30 MW neto.**
- **En el caso de Renewable Power Group se firmó un contrato para Canóvanas de 2 MW y otro para Moca de 1.5 MW. La propuesta original eran varios proyectos cuyas capacidades sumaban 30 MW.**
- **El 4 de junio de 2008 se firmó un PPOA para un parque eólico de 40 MW en Guayanilla, que fue enmendado en tres ocasiones (la última enmienda fue el 7 de julio de 2011).**
- **Ese PPOA fue "Amended and Restated" en su totalidad el 23 de nov. de 2011, para que la AEE le comprara la energía de un proyecto eólico de aproximadamente 34.5 MW en Guayanilla (Punta Verraco).**
- **El 23 de noviembre de 2011 se firmó otro PPOA para el proyecto eólico Punta Ventana, en Guayanilla, de 18.4 MW.**
- **El 23 de febrero de 2012 se firmó otro PPOA para un proyecto solar fotovoltaico de 20 MW en Yauco-Guayanilla, Santa Rosa. En este PPOA, Windmar acordó que la energía neta combinada de los proyectos eólicos Ventana y Verraco y del solar Santa Rosa no excedería de 52.9 MW.**
- **En la tabla de los contratos aparece Punta Ventana con 18.4 MW, Santa Rosa con 20 MW y Punta Verraco con 14.5 MW. La reducción en capacidad se hizo en Punta Verraco (en el contrato aparece con una capacidad de aproximadamente 34.5 MW).**

Contratos para Proyectos de Energía Renovable al 2012

Proyectos en Proceso de Obtener Permisos de Construcción

Nombre de Proyecto	Tecnología	Cap. (MW)	Localización (Municipio)	Firma Contrato	Precio Base (¢/kWh)	Escalador (anual)	Precio RECs (¢/kWh)	RECs Anual	Interconexión	Construcción	Operación Comercial
Caribe Planeta Solar Guayama Solar Energy	Solar Fotovoltaico	17.8	Guayama	Oct-2010	15	2%	3.5	100% AEE	Línea 15200 Jobos TC 38 kV	2012	2013
Energy Answers	W2E	79	Arecibo	Dec-2009	10	88% US CPI 12% US CPI Energy	0	2/3 Proponente 1/3 AEE	Cambalache TC 115 kV	2012	2015
Horizon Energy, LLC. Sonnedix	Solar Fotovoltaico	10	Salinas	Oct-2010	15	2%	3.5	100% AEE	Línea 100 ó 200 38 kV	2012	2013
Yabucoa Solar, LLC (Western Wind)	Solar Fotovoltaico	30	Yabucoa	Feb-2011	15	2%	3.5	100% AEE (3.5¢/kWh)	Seccionadora Juan Martín 115 kV	2012	2013

Contratos para Proyectos de Energía Renovable al 2012

Proyectos en Proceso de Obtener Permisos de Construcción

Nombre de Proyecto	Tecnología	Cap. (MW)	Localización (Municipio)	Firma Contrato	Precio Base (¢/kWh)	Escalador (anual)	Precio CERs (¢/kWh)	CERs Anual	Interconexión	Construcción	Operación Comercial
Vega Serena (Renewable Energy Authority, Corp.)	Solar Fotovoltaico	20	Vega Baja	Nov-2011	15	2%	3	100% AEE	Vega Baja TC 38 kV	2012	2013
Yarotek (Sonnedix)	Solar Fotovoltaico	50	Isabela	Nov-2010	15	2%	3	100% AEE	Mora TC 115 kV	2012	2013
WindMar (Vista Alegre)	Solar Fotovoltaico	10	Ponce	Dec-2011	15	2%	3.5	100% AEE	Juana Díaz TC 38 kV	2012	2013
Irradia Energy USA	Solar Fotovoltaico	33.5	Morovis	Dec-2011	15	2%	3.5	100% AEE	Nueva Secc. Morovis 115 kV	2012	2013
CIRO Group	Solar Fotovoltaico	57	Salinas	Oct-2010	15	2%	3.5	100% AEE	Aguirre TC 115 kV	2012	2013

Contratos para Proyectos de Energía Renovable al 2012

Proyectos en Consulta de Ubicación y Fase Ambiental

Nombre de Proyecto	Tecnología	Cap. (MW)	Localización (Municipio)	Firma Contrato	Precio Base (¢/kWh)	Escalador (anual)	Precio CERs (¢/kWh)	CERs	Interconexión	Construcción	Operación Comercial
Sunbeam Caribbean Energy (Synergy)	W2E	10	Barceloneta	Feb-2010	10	88% US CPI 12% US CPI Energy	0	2/3 Proponente 1/3 AEE	Barceloneta TC 38 kV	2013	2014
One Planet Energy	W2E	20	Juncos	Nov-2011	12	2.5%	0	100% AEE	Juncos TC 38 kV		
Blue Beettle	Solar Fotovoltaico	20	Barceloneta	Oct-2011	15	2%	3.5	100% AEE	Barceloneta TC 38kV	2012	2013
Aspenall Energy	Eólica	10	Santa Isabel	Dec-2011	12.5	1.5%	2.5	100% AEE	Santa Isabel Secc. 38kV		

Contratos para Proyectos de Energía Renovable al 2012

Proyectos en Consulta de Ubicación y Fase Ambiental

Nombre de Proyecto	Tecnología	Cap. (MW)	Localización (Municipio)	Firma Contrato	Precio Base (¢/kWh)	Escalador (anual)	Precio CERs (¢/kWh)	CERs	Interconexión	Construcción	Operación Comercial
WindMar Dorado	Solar Fotovoltaico	20	Dorado	Feb-2012	15	2%	3.5	100% AEE	Seccionadora Dorado Pueblo 38 kV	2012	2013
WindMar Dorado	Eólica	44	Dorado	Mar-2012	12.5	1.5%	2.5	100% AEE	Dorado TC 115 kV	2013	2013
Fonroche	Solar Fotovoltaico	40	Humacao	Oct-2011	15	2%	3.5	100% AEE	Humacao TC 115kV	2013	2013
Solaner Puerto Rico One	Solar Fotovoltaico	25	San Germán	Jun-2012	15	2%	3.5	100% Aee	San German TC 115 kV		
Vega Baja Solar Energy	Solar Fotovoltaico	30	Vega baja	Jun-2012	15	2%	0	100% Proponente	Vega Baja TC 115 kV		

Contratos para Proyectos de Energía Renovable al 2012

Proyectos No Comenzados

Nombre de Proyecto	Tecnología	Cap. (MW)	Localización (Municipio)	Firma Contrato	Precio Base (¢/kWh)	Escalador Anual	Precio CERs (¢/kWh)	RECs	Interconexión
East Wind Corp.	Eólica	20	Naguabo	Oct-2010	12.5	1.5%	0	100% Proponente	Daguao TC 115 Kv
Wind to Energy	Eólica	20	Vieques	Mar-2011	12.5	1.5%	0	100% Proponente	Línea 5400 patio de interruptores nuevo
Renewable Power Group	Landfill Gas	1.5	Moca	Aug-2011	9.2	Calculado	0	100% Proponente	Pendiente
Renewable Power Group	Bio-Digestor	2	Canóvanas	Aug-2011	9.2	Calculado	0	100% Proponente	Pendiente
Trade Winds Energy	Eólica	50	Manatí	Oct-2011	12.5	1.5%	2.5	100% AEE	Manatí TC 115 kV L37400 L40600 Dupont
Trade Winds Energy	Eólica	75	Barceloneta	Oct-2011	12.5	1.5%	2.5	100% AEE	Barceloneta TC 115 kV L37400
ReSun	Solar Fotovoltaico	10	Barceloneta	Dec-2011	15	2%	3.5	100% AEE	Barceloneta TC 38 kV
ReSun	Solar Fotovoltaico	20	Fajardo	Dec-2011	15	2%	3.5	100% AEE	Fajardo TC 38 kV

Contratos para Proyectos de Energía Renovable al 2012

Proyectos No Comenzados

Nombre de Proyecto	Tecnología	Cap. (MW)	Localización (Municipio)	Firma Contrato	Precio Base (¢/kWh)	Escalador Anual	Precio CERs (¢/kWh)	CERs	Interconexión
InterAmerican Energy Sources, LLC	Solar Fotovoltaico	60	Toa Baja	Dec-2011	15	2%	3.0	100% AEE	Dorado TC
M Solar Generating	Solar Fotovoltaico	50	Manatí	May-2012	15	2%	0.0	100% M Solar	Manatí TC 115 kV
Jonas Solar Energy	Solar Fotovoltaico	40	Guayanilla	May-2012	15	2%	3.5	100% AEE	Costa Sur TC 115 kV
NRG Solar Caribe	Solar Fotovoltaico	52	Juncos	May-2012	15	2%	3.5	100% AEE	Juncos TC 115 kV
Juncos Solar Energy	Solar Fotovoltaico	20	Juncos	May-2012	15	2%	0.0	100% Proponente	Juncos TC 38 kV
Caracol Solar, LLC	Solar Fotovoltaico	20	Añasco	Jul-2012	15 (2013) 15 (2014) 14 (2015)	2% annual	0.0	100% Caracol Solar LLC	Añasco TC 38 kV
Moca Solar Farm	Solar Fotovoltaico	20	Moca	Jul-2012	15 (2013) 15 (2014) 14 (2015)	2% annual	0.0	100% Moca Solar Farm	Moca TC 38 kV
North Coast Solar	Solar Fotovoltaico	20	Quebradillas	Ago-2012	15 (2013) 15 (2014) 14 (2015)	2% annual	0.0	100% North Coast Solar	Quebradillas Seccionadora 38 kV
Grupotec USA Inc	Solar Fotovoltaico	15	Hatillo	Sep-2012	15 (2013) 15 (2014) 14 (2015)	2% annual	0.0	100% Grupotec	Hatillo TC 38 kV

Contratos para Proyectos de Energía Renovable al 2012

Proyectos No Comenzados

Nombre de Proyecto	Tecnología	Cap. (MW)	Localización (Municipio)	Firma Contrato	Precio Base (¢/kWh)	Escalador Anual	Precio CERs (¢/kWh)	CERs	Interconexión
Fonroche	Solar Fotovoltaico	30	Hormigueros	10-Oct-2012	15 (2013) 15 (2014) 14 (2015)	2%	0.0	100% Fonroche	Acacias TC 115 kV
Fonroche	Solar Fotovoltaico	30	Naguabo	11-Oct-2012	15 (2013) 15 (2014) 14 (2015)	2%	0.0	100% Fonroche	Daguao TC 115 kV
Fonroche	Solar Fotovoltaico	15	San Lorenzo	12-Oct-2012	15 (2013) 15 (2014) 14 (2015)	2%	0.0	100% Fonroche	Nueva Seccionadora San Lorenzo 38 kV
Fonroche	Solar Fotovoltaico	10	Lajas	13-Oct-2012	15 (2013) 15 (2014) 14 (2015)	2%	0.0	100% Fonroche	La Parguera Seccionadora 38 kV
Fonroche	Solar Fotovoltaico	15	Naguabo	14-Oct-2012	15 (2013) 15 (2014) 14 (2015)	2%	0.0	100% Fonroche	Nueva Seccionadora Naguabo 38 kV
YFN Solar	Solar Fotovoltaico	20	Yabucoa	17-Oct-2012	15	2%	3.5	100% YFN	Seccionadora Juan Martin 115 kV
Solar Blue	Solar Fotovoltaico	20	Vega Alta	18-Oct-2012	15	2%	0.0	100% Solar Blue	Seccionadora Nueva Breñas 38 kV
Fajardo Landfill Tech	*Landfill Gas*	4	Fajardo	18-Oct-2012	10	0	0.0	100% AEE	L3100 Fajardo – Daguao
REA Energy	Solar Fotovoltaico	20	Rio Grande	10-oct-202	15 (2013) 15 (2014) 14 (2015)	2%	0.0	100% REA Energy	Palmer TC 38 kV

Trasbordo (Wheeling)

Ley Núm. 73 del 28 de mayo de 2008

Conocida como "Ley de Incentivos Económicos para el Desarrollo de Puerto Rico", ordena a la Autoridad de Energía Eléctrica a identificar e implantar un sistema que permita a los negocios exentos (negocios elegibles), según definidos en la Sección 2 (d) (1) (H) de esta Ley, a contratar la venta de energía eléctrica a otras entidades mediante el servicio de trasbordo (Wheeling).

Este sistema permitirá la utilización de la red eléctrica de la Autoridad para que negocios elegibles, según definidos en esta Ley, puedan vender energía eléctrica a otras entidades (clientes).

Ley Núm. 73 del 28 de mayo de 2008

La Ley 73-2008 incluye como parte de los negocios elegibles los siguientes:

- ✓ Cualquier negocio que se dedique a la producción, sea en escala comercial o no, de energía para consumo en Puerto Rico, mediante:
  - el uso de gas natural o carbón (hasta tres años luego de aprobarse esta Ley),
  - mediante el uso de fuentes renovables, como por ejemplo:
    - ✓ energía solar
    - ✓ eólica
    - ✓ océano-térmica
    - ✓ océano-cinética
    - ✓ hidroeléctrica
    - ✓ hidrógeno
    - ✓ desperdicios sólidos
    - ✓ biomasa
    - ✓ recuperación de metano
    - ✓ geotérmica

Resumen de la Tarifa de Trasbordo (Wheeling)

Schedule	Unidad	Cargo Mensual	Descripción
Schedule 1 Servicio de Programación, Control de Sistema y Despacho	$/kW-mes	0.2783	Este cargo se multiplica por el mayor de: la capacidad de transmisión reservada por el WIPP y el pico de demanda de los clientes del WIPP a voltaje de transmisión.
Schedule 2 Servicio de Aportación de Reactivo y Control de Voltaje de la Generación	$/kVAR-mes	0.7242	Este Schedule aplica al WIPP cuando no cumple con el factor de potencia requerido (0.85). Este cargo se multiplica por los kVAR requeridos para que el WIPP cumpla con el factor de potencia de 0.85.
Schedule 3 Servicio de Regulación y Respuesta de Frecuencia	$/kWh	0.01098	Este cargo se multiplica por los kWh consumidos por los clientes del WIPP. El cargo debe ser ajustado por cambios en los precios de los combustibles utilizados por las unidades de la Autoridad.
Schedule 4 Servicio de Energy Imbalance	$/kWh	0.3373	Este cargo aplica cuando la generación del WIPP es menor que el 90% de la generación programada el día antes. El mismo se multiplica por la diferencia entre la generación real del WIPP y el 90% de la generación programada durante el periodo de facturación. El cargo debe ser ajustado por cambios en los precios de los combustibles utilizados por las unidades de la Autoridad.
Schedule 5 Servicio de Reserva en Rotación	$/kW-mes	5.1689	Este cargo se multiplica por el 13% del pico de demanda de la carga de los clientes del WIPP.
Schedule 6 Servicio de Reserva Suplementaria	$/kW-mes	5.1689	Este cargo se multiplica por el 6% del pico de demanda de la carga de los clientes del WIPP.
Schedule 7 Servicio de Transmisión Firme Punto a Punto	$/kW-mes	3.8356	Este cargo se multiplica por el mayor de: la capacidad de transmisión reservada por el WIPP y el pico de demanda de los clientes del WIPP a voltaje de transmisión.
Schedule 8 Cargos por Ubicación	$/kW-mes	Ver tabla	Este cargo se multiplica por el mayor de: la capacidad de transmisión reservada por el WIPP y el pico de demanda de los clientes del WIPP a voltaje de transmisión.
Schedule 9 Costos de Transición	$/kWh	0.0241	Este cargo se multiplica por los kWh consumidos por los clientes del WIPP. El cargo debe ser ajustado por cambios en los precios de los combustibles utilizados por las unidades de la Autoridad.
Schedule 10 Recuperación de Otros Costos - Cargos por Energía de Resguardo	$/kWh	Costo Promedio de Producción Real Hora a Hora	Este cargo se multiplica por los kWh provistos por la Autoridad al cliente del WIPP para complementar la energía producida por el WIPP, que no cualifique como energy imbalance. El cargo es igual al costo promedio de producción del sistema, el cual varía hora a hora.
Schedule 10 Recuperación de Otros Costos - Cargos por Capacidad Servicio de Resguardo	$/kW-mes	17.9449	Este cargo se multiplica por el valor máximo de la capacidad asociada con el servicio de resguardo en el período de facturación.
Schedule 10 Recuperación de Otros Costos – Cargo por Compra de Energía al WIPP	$/kWh	Costo Promedio de Producción Real Hora a Hora	Este cargo se multiplica por los kWh generados por el WIPP, en exceso de la energía requerida hora a hora por su cliente, y que la AEE acepta comprar. El cargo es igual al costo promedio de producción del sistema, el cual varía hora a hora.
Schedule 10 Recuperación de Otros Costos – Pérdidas de Energía	$/kWh	Costo Promedio de Producción en el Período de Facturación	Este cargo se multiplica por las pérdidas de energía calculadas (en kWh), que están asociadas con las transacciones del WIPP en el período de facturación.
Schedule 10 Recuperación de Otros Costos - Servicios de Medición y Facturación	$/Cliente-mes	255.85	Este cargo se multiplica por la cantidad de clientes de transmisión del WIPP en cada período de facturación.
Schedule 10 Recuperación de Otros Costos - Cargos por Subsidios Cruzados	$/kWh	0.01675	Este cargo se multiplica por los kWh consumidos por los clientes del WIPP. El cargo debe ser ajustado por cambios en los precios de los combustibles utilizados por las unidades de la Autoridad.

Medición Neta - Ley 114 del 16 de agosto 2007

Esta Ley ordenó y autorizó a la Autoridad a establecer un programa de medición neta para los clientes con sistema de generación propia, que utilicen fuentes renovables de energía, interconectados con el sistema de transmisión y distribución eléctrica de la Autoridad.

Estableció entre los criterios de elegibilidad, una capacidad máxima de 25 kW para los sistema de generación de clientes residenciales y de 1 MW para los de clientes comerciales, industriales, agrícolas, instituciones educativas y médico hospitalarias.

Medición Neta – Ley 103 del 2 de junio de 2012

Esta Ley enmendó, entre otras cosas, el Artículo 2. Elegibilidad de la Ley 114-2007, para aumentar a 5 MW la capacidad de los sistemas de generación de los clientes que se interconecten a subtransmisión y transmisión y participen del Programa de Medición Neta.

El Reglamento para la Interconexión de Generadores al Sistema de Transmisión y Subtransmisión Eléctrica para el Programa de Medición Neta, lo aprobó la Junta de Gobierno el 16 de octubre de 2012. Establece el proceso de solicitud y los requisitos técnicos para interconectar sistemas de generación de hasta 5 MW, localizados en los predios de clientes que utilicen fuentes renovables de energía, a las redes de subtransmisión y transmisión para participar del Programa de Medición Neta.

Fondo Estabilizador

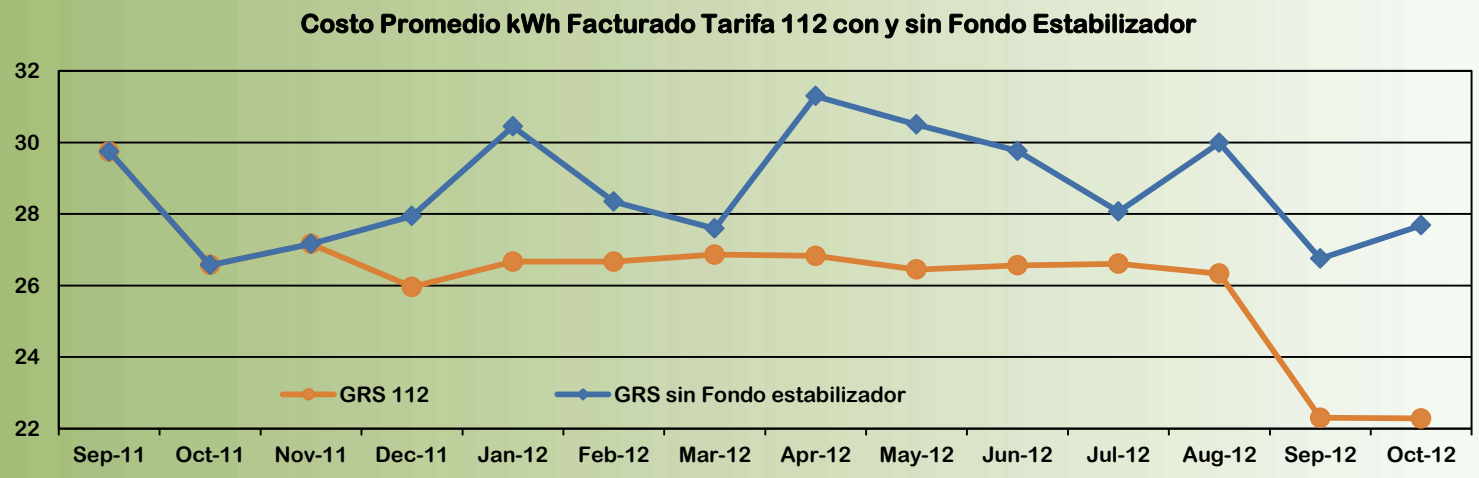
Estabilización de Tarifa GRS112

La Resolución 3867 creó una tarifa para los clientes residenciales facturados con la Tarifa GRS-112, en la cual se modificaba la fórmula de la Cláusula de Compra de Combustible, para otorgarle un descuento a la factura de los clientes acogidos a esta tarifa mediante un Fondo de Estabilización de Tarifa. Esta tarifa no se beneficia de ningún subsidio y contiene la mayor parte de los hogares de la isla.

La Resolución 3908 modificó la fórmula de la Cláusula de Compra de Combustible de la Tarifa GRS-112 para estabilizar la factura de los clientes acogidos a esta tarifa.

Se estabilizó la factura de los clientes residenciales acogidos a la tarifa GRS-112. Este factor unido a los adelantos de infraestructura, tales como las conversiones de las unidades 5 y 6 de Costa Sur a gas natural, nueva generación de energía renovable, contribuyó a que las facturas de esta tarifa tuvieran una reducción de entre 10% y 20% en el costo del kWh, tomando como referencia el valor de septiembre de 2011.

El fondo se nutrió de los ahorros obtenidos por la restructuración del servicio de la deuda, el repago de cuentas por cobrar del gobierno y otros ahorros operacionales. Este fondo venció en noviembre de 2012.



Auditoría Interna

Auditoría Interna

Planes de Acción Correctiva Requeridos por la Oficina del Contralor		
Cita o Número de Informe	Oficina Auditada	Estatus del Plan de Acción Correctiva
CP-02-26	Oficina de Combustible	Cerrado
CP-03-22	Oficina de Combustible	Cerrado
CP-04-27	Directorado de Planificación y Protección Ambiental	Cerrado
CP-08-26	Junta de Gobierno	Cerrado
CP-09-21	Oficina de Prensa	Cerrado
CP-09-30	Directorado de Asuntos Jurídicos	Cerrado
CP-10-02	Oficina de Combustible	Cerrado
CP-10-11	Operaciones Aéreas	Cerrado
CP-10-23	Directorado de Recuros Humanos	Pendiente 2 Recomendaciones
CP-11-10	Directorado de Recuros Humanos	Cerrado
CP-12-11	Oficina de Combustible	Falta completar seis recomendaciones
CP-13-02	Directorado de Generación	En evaluación
TI-07-08	Oficina de Informática Corporativa	Cerrado
TI-09-11	Directorado de Servicio al Cliente	Cerrado
TI-10-03	Directorado de Servicio al Cliente	Cerrado
TI-10-08	Directorado de Servicio al Cliente	Cerrado
TI-10-10	Directorado de Servicio al Cliente	Cerrado

Transmisión y Distribución

7 Regiones

26 Oficinas Técnicas

Transmisión y Distribución – SAIDI/SAIFI

La base para medir el desempeño del Directorado de Transmisión y Distribución está en dos factores principales:

La duración promedio de interrupciones a los clientes (SAIDI, por sus siglas en inglés, System Average Interruption Duration Index)

SAIDI = $\frac{\sum UiNi}{\sum Ni}$

La suma del tiempo de las interrupciones de todos los clientes, dividido por el número total de clientes

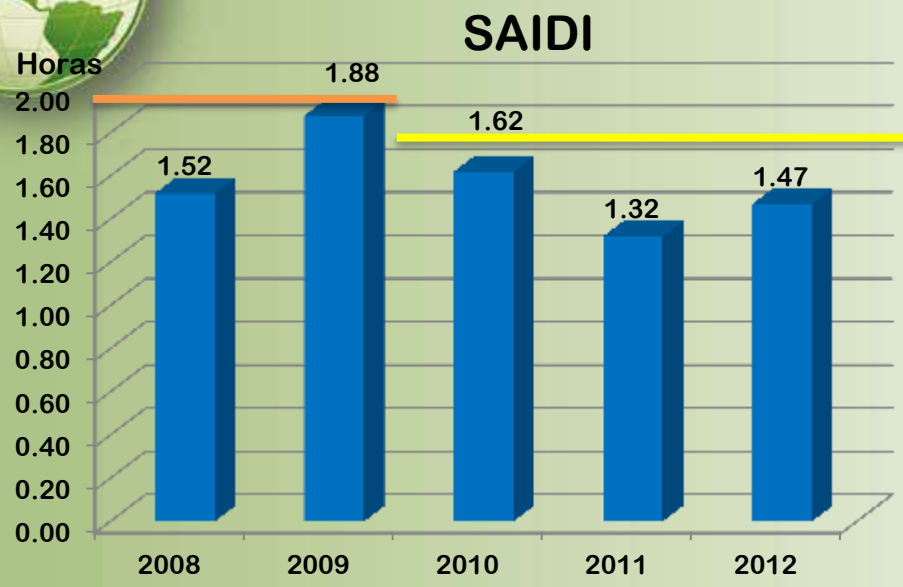
- La frecuencia promedio de averías por cliente (SAIFI, por sus siglas en inglés, System Average Interruption Frequency Index)

  SAIFI = $\frac{\sum \mu iNi}{\sum Ni}$

  La suma del total de interrupciones de todos los clientes, dividido por el número total de clientes

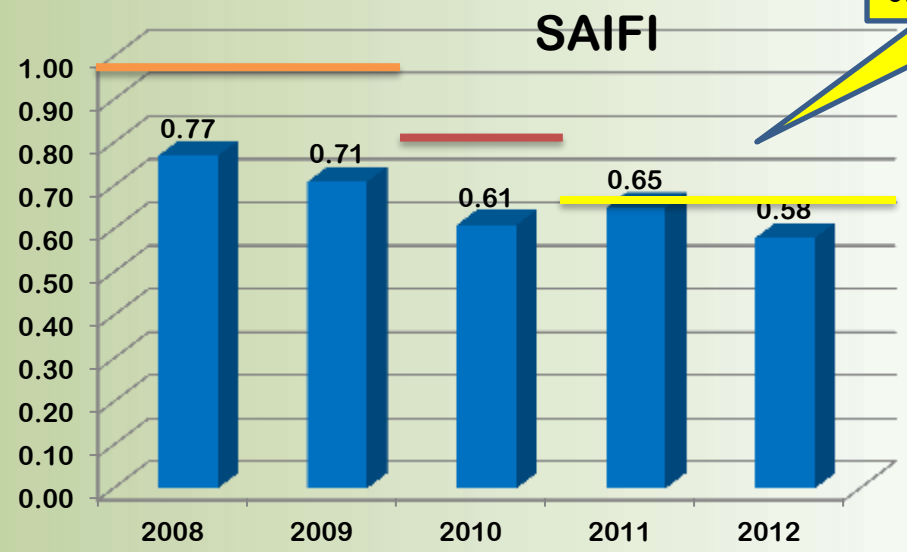
En la AEE, estos factores se miden de forma mensual y acumulativo anual.

Transmisión y Distribución – SAIDI/SAIFI



Entre el 2008 y el 2009, la meta fue de 2 horas. Del 2010 en adelante, se bajó a 1.8 horas.

Entre el 2008 y el 2009, la meta fue de 1. En el 2010 se ajustó a 0.83 y del 2011 en adelante se estableció en 0.70.



Con estos índices, mientras más bajo el número, significa que mejor es el servicio al cliente.

Transmisión y Distribución

Desde el 2009

- Se remplazaron 10,129 postes de distribución
- Se remplazaron 924 postes de sub-transmisión (38kv)
- Se remplazaron 486 postes de transmisión
- Desganche efectivo de 5,242 millas en líneas de distribución
- Desganche efectivo en 2,700 millas en líneas de transmisión

Transmisión y Distribución – Proyectos de Infraestructura

PROYECTO	MUNICIPIO	Inversión	Etapa	Notas
CENTRO DE TRANSMISIÓN 230/115 KV PONCE	Ponce	$ 7,787,244.36	Terminado	Energizado.
CENTRO DE TRANSMISIÓN DE 115/38 KV HATO TEJAS	Bayamón	$ 9,370,046.36	Terminado	En Pruebas.
AUMENTO DE CAPACIDAD EN LA LÍNEA 9300	Caguas	$ 7,067,625.48	Construcción 80%	
RECONSTRUCCION LINEA 5600	Aguadilla	$ 6,469,878.04	Terminado	Energizado.
AUMENTO DE CAPACIDAD EN LA LÍNEA 7800 DORADO-VEGA ALTA	Dorado	$ 1,938,270.20	Terminado	Energizado.
LÍNEA DE 230 KV COSTA SUR-CAMBALACHE	Varios	$ 29,544,688.47	Construcción 59%	
LÍNEA DE 230 KV COSTA SUR -AGUAS BUENAS GIS	Varios	$ 120,108,161.31	Construcción 63%	
SOTERRADO PONCE EN MARCHA - FASE III	Ponce	$ 58,289,539.21	Construcción 65% (Obra Civil)	Actualmente Fase III
AUMENTO DE CAPACIDAD DE LA SUBESTACIÓN CANÓVANAS TC	Canóvanas	$ 4,204,446.30	Terminado	Energizado.
LÍNEA SOTERRADA DE 38KV SABANA LLANA-CAROLINA	Varios	$ 17,998,493.91	Terminado	Energizado.
RECONSTRUCCION LINEA 2800	Aguadilla	$ 8,021,825.94	Terminado	Energizado.
GIS DE 38KV PARQUE TECNOLÓGICO LAS AMÉRICAS-MORA TC	Isabela	$ 13,000,000.00	Construcción 99%	En etapa de pruebas.
LÍNEA SOTERRADA 38KV 3500 CAPARRA A CACHETE SECCIONADORA	Guaynabo	$ 9,921,241.04	Terminado	Energizado.
LÍNEAS SOTERRADAS DE 38KV MORA	Arecibo	$ 22,974,773.23	Terminado	Pruebas completadas, pendiente a energizar. Para energizar el Soterrado hay que energizar primero el GIS.

Transmisión y Distribución – Proyectos de Infraestructura

PROYECTO	MUNICIPIO	Inversión	Etapa	Notas
PATIO DE INTERRUPTORES 115 KV SAN JUAN GIS	San Juan	$ 34,939,933	Construcción	
SUB. HATO TEJAS 13KV	Bayamón	$ 3,317,000	Terminado	En Pruebas.
SUB. RIO BAYAMON	Bayamón	$ 5,000,000	Terminado	En Pruebas.
SUB. MARTIN PEÑA II	San Juan	$ 2,000,000	Construcción 90%	
SUB. COMSAT CAYEY	Cayey	$ 3,150,000	Terminado	En Pruebas.
EXTENSION 115KV DAGUAO TC LINEA PUNTA LIMA WIND FARM	Ceiba	$ 800,000	Terminado	Energizado. (Aportación de Cliente)
EXTENSION 115KV PALMER TC	Rio Grande	$ 1,000,000	Construcción 75%	
SUB. PLAYAS DE LUQUILLO (PALMER)	Rio Grande	$ 3,200,000	Construcción 40%	
EXTENSION PATIO 230KV CAMBALACHE TC	Arecibo	$ 2,195,000	Construcción 90%	
NUEVO CENTRO DE TRANSMISION 115 KV BARRANQUITAS	Barranquitas	$ 5,500,000	Construcción 20%	
AUMENTO CAPACIDAD TRANSF 115/13KV GRANA	Guaynabo	$ 1,800,000	Terminado	Energizado.
EXTENSION SOTERRADA DE SALIDA CABLE SUBMARINO 38KV PUNTA ARENAS, VIEQUES	Vieques	$ 1,000,000	Construcción 10%	Proyecto Mitigación Fondos FEMA
LINEA SOTERRADA 8.32 KV CRUZANDO BOSQUE DE GUAVATE-CAYEY	Cayey	$ 4,000,000	Permisos	Proyecto Mitigación Fondos FEMA

Transmisión y Distribución – Proyectos de Infraestructura

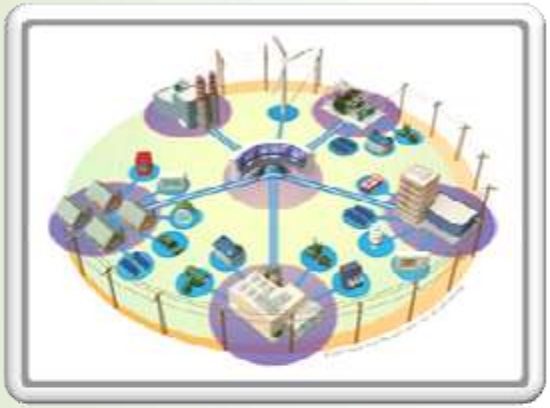
PROYECTO	MUNICIPIO	Inversión	Etapa	Notas
SUB. AÑASCO	Añasco	$ 3,800,000.00	Diseño	
SOTERRADO DE BARCELONETA	Barceloneta	$ 2,345,829.46	Terminado	
SECCIONADORA 115KV CREA	Bayamón	$ 2,000,000.00	Construcción	5% C
AUMENTO CAPACIDAD TRANSF. 115/38KV BAYAMON TC	Bayamón	$ 2,500,000.00	Diseño	
AUMENTO DE CAPACIDAD EN LA LÍNEA 9300	Caguas	$ 7,067,625.48	Terminado	
AUMENTO DE CAPACIDAD DE LA SUBESTACIÓN CANÓVANAS TC	Canóvanas	$ 4,204,446.30	Terminado	
AUMENTO DE CAPACIDAD DE LA LÍNEA 11100	Canóvanas	$ 1,810,585.31	Terminado	
TERMINAL 38KV LINEA SOTERRADA SABANA LLANA-CAROLINA	Carolina	$ 1,239,783.29	Terminado	
AUMENTO CAPACIDAD LINEA 8500 CAYEY AIB	Cayey	$ 6,726,071.21	Terminado	
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA 3800 CAYEY TC COMSAT	Cayey	$ 1,592,000.00	Terminado	
AUMENTO CAPACIDAD BUEN PASTOR	Guayanilla	$ 1,625,051.93	Terminado	
SUB. CAPARRA	Guaynabo	$ 3,500,000.00	Diseño	
CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS 17900 Y 18000 DE 38 KV JUANA DÍAZ TC	Juana Díaz	$ 6,440,300.00	Terminado	

Transmisión y Distribución – Proyectos de Infraestructura

PROYECTO	MUNICIPIO	Inversión	Etapa	Notas
AUMENTO DE CAPACIDAD DE LA LÍNEA 2200 MANATÍ TC-MANATÍ SECCIONADORA	Manatí	$ 1,968,510.65	Terminado	
SOTERRADO LINEAS 1500 Y 2000	Mayagúez	$ 17,715,382.40	Terminado	
GIS DE 38KV PARQUE TECNOLÓGICO LAS AMÉRICAS	Moca	$ 9,376,192.84	Construcción	99% C
Entrada 51000 a AES	Ponce	$ 8,000,000.00	Construcción	Requiere fondos adicionales de $6,000,000.
EXTENSION SECCIONADORA 38KV QUEBRADILLAS	Quebradillas	$ 900,000.00	Construcción	40% C
SOTERRADO DE 115 KV MONACILLOS TC-HATO REY TC	San Juan	$ 39,620,457.57	Terminado	
SOTERRADO 115 KV- VIADUCTO-MARTIN PEÑA-HA	San Juan	$ 49,418,563.75	Terminado	
AUMENTO DE CAPACIDAD DE LA LÍNEA 5800 SAN FERNANDO-CENTRAL SAN JUAN	San Juan	$ 8,922,172.28	Terminado	
MEJORAS ALIMENTADORES SOTERRADOS SUBESTACION 1013 COVADONGA GIS	San Juan	$ 7,090,994.33	Terminado	
LÍNEA SOTERRADA DE 38KV 8200 SJSP A PR165	San Juan	$ 3,574,639.33	Construcción	Pendiente a energizar
EXTENSION 115KV HATO REY TC	San Juan	$ 2,000,000.00	Diseño	
Soterrado SJ GIS	San Juan	$ 1,615,000.00	Construcción	
PATIO DE INTERRUPTORES 115 KV PALO SECO GIS	Toa Baja	$ 66,368,893.61	Terminado	
SECCIONADORA 115KV ARENAS	Toa Baja	$ 1,000,000.00	Diseño	
SECCIONADORA 115KV CONQUISTADOR	Trujillo Alto	$ 900,000.00	Diseño	
LÍNEA SOTERRADA DE 38KV SABANA LLANA-CAROLINA	Varios	$ 17,998,493.91	Terminado	

Smart Grid

Red Inteligente - *Smart Grid*



En resumen, red inteligente (smart grid) es el término general que identifica la tecnología digital que permite la comunicación de dos vías entre la compañía de electricidad para sus clientes, así como el monitoreo a lo largo de las líneas de transmisión.

Esta tecnología se caracteriza por:

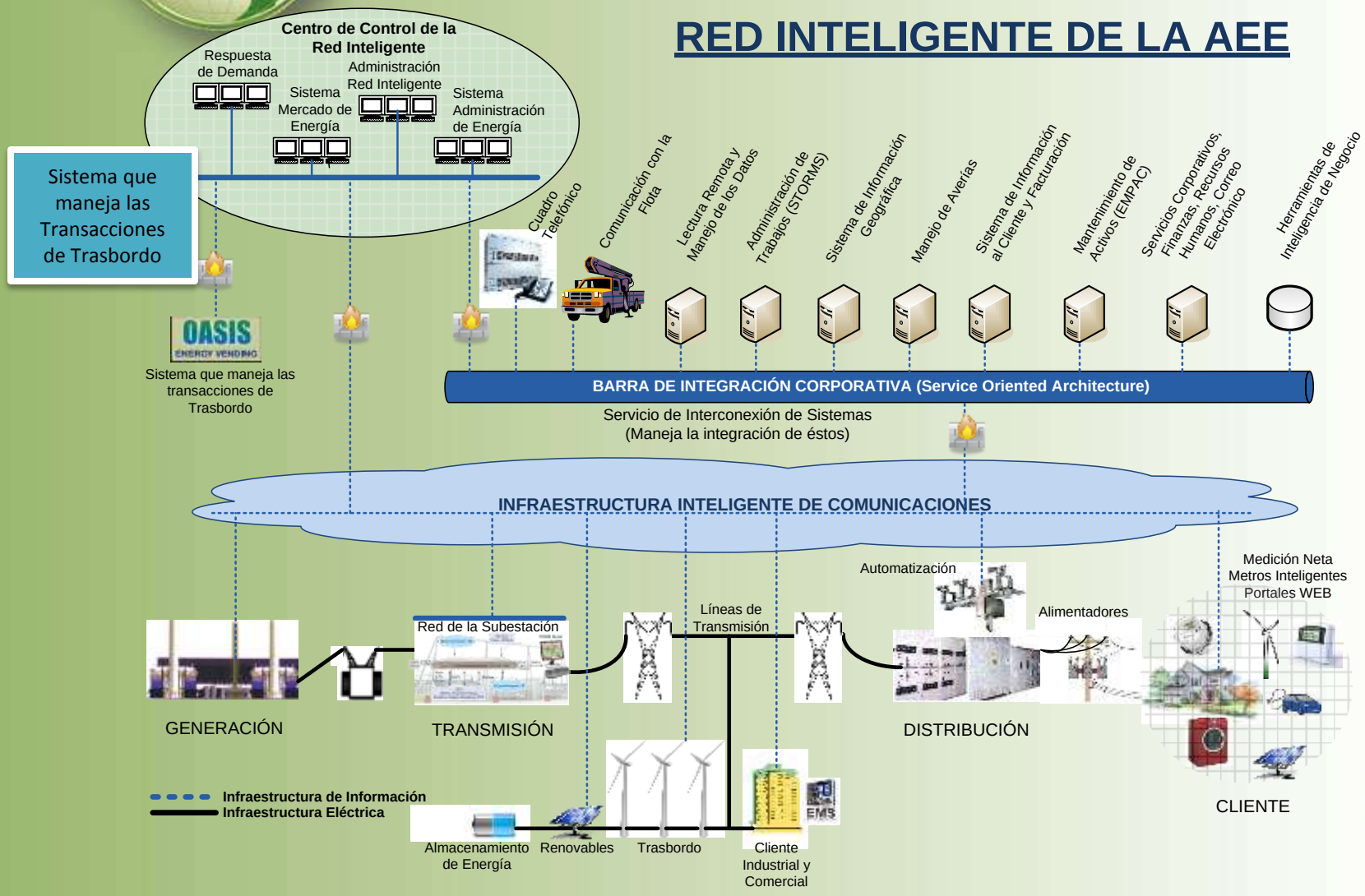
- Facilita la participación del cliente
- Facilita la adopción de nuevos productos, servicios y mercados
- Facilita la integración de distintos tipos de fuentes de generación y almacenamiento de energía
- Provee los medios para optimizar la calidad de la energía
- Optimiza la utilización de los recursos
- Anticipa y responde a fallas y disturbios
- Se auto protege de ataques y desastres naturales

El resultado simplificado es:

- Sistema más eficiente, seguro, flexible y económico
- Cliente satisfecho porque tiene más control del servicio que utiliza, a un mejor precio y de una mayor calidad
- Va a permitirle a la AEE, integrar las nuevas fuentes de energía renovable y manejar las complejidades que vienen incluidas

Red Inteligente - *Smart Grid*

¿Hacia dónde NOS DIRIGIMOS?



Red Inteligente – Proyectos en Curso y Pruebas de Tecnología

Sistema de Telecomunicación Digital (Digital Trunking)

Proyecto para modernizar el sistema análogo de radio

Sistema de Balance y Administración de Pérdidas de Energía y Sistema Automático de Detección de Averías

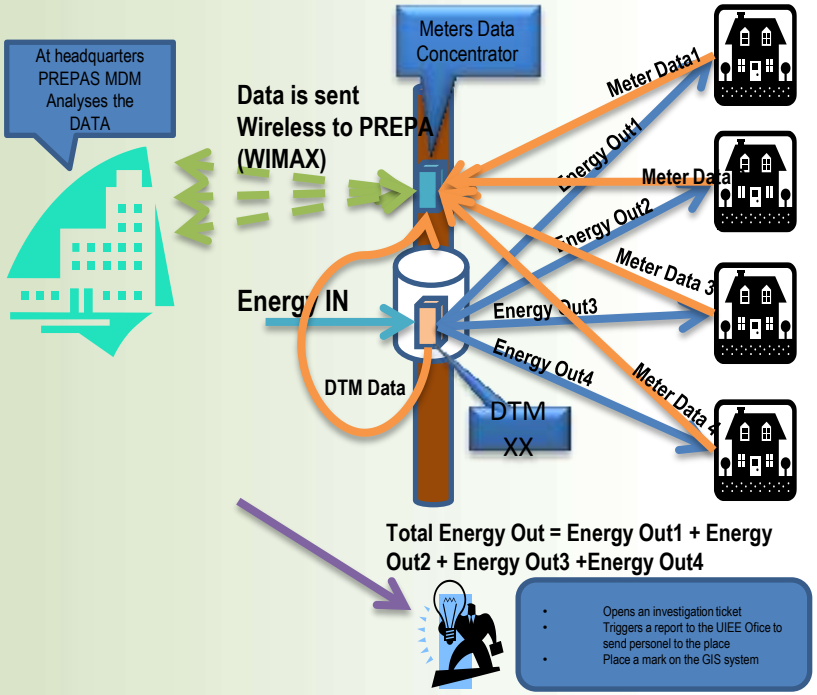
Estos sistemas, que funcionarán uniendo los recursos de la nueva generación de metros inteligentes con OMS, ayudarán a reducir las pérdidas del sistema y a detectar y auto detectar averías

Nuevo Sistema de Administración de Activos (Asset Suite)

Completado en 90%

Energía Distribuida – Edificio Juan Ruiz Vélez – AEE

Completado



Red Inteligente – Proyectos en Curso y Pruebas de Tecnología

Nuevo Sistema de Facturación y Atención al Cliente (CC&B)

Sistema en línea desde el 2 de abril de 2012

Infraestructura Inteligente de Comunicaciones

Realizar la planificación completa de la infraestructura de comunicaciones necesaria para sustentar la Red Inteligente. Se añadieron los nodos de Aguirre y Ponce a la Red de Control que sirve como backbone del Smart Grid.

Se integró la Red de Control a la Red Corporativa utilizando mecanismos de seguridad.
Se conectaron los proyectos Aerogenerador en Bechara, Paneles Fotovoltaicos AES Ilumina y el proyecto Aerogeneradores de Santa Isabel.

Seguridad de la Red Inteligente

Planificación conjunta de los responsables de la seguridad, para la planificación y desarrollo de los componentes que sean necesarios en la implementación de la
Red Inteligente. Se diseñó un plan de trabajo para atender las necesidades y requisitos de seguridad de la Red Inteligente.

Red Inteligente – Proyectos en Curso y Pruebas de Tecnología

Metros Inteligentes

Evaluar, recomendar e implementar procesos y sistemas con el fin de implementar la nueva generación de tecnología de metros inteligentes, balance de energía y auto detección de averías. Como parte de este proyecto se utilizará una aplicación de MDM (Meter Data Management), para facilitar el proceso de análisis de datos.

El futuro de este proyecto depende del resultado de la evaluación del plan piloto de San Juan.

Vehículos Eléctricos

Coordinar los estudios, pruebas, proyectos y procesos relacionados con la interconexión de vehículos eléctricos a la red eléctrica. La Autoridad participó en varias reuniones con personal del Gobierno Central para considerar nuevos incentivos para la adquisición de autos eléctricos en Puerto Rico.

Al momento tenemos en servicio dos cargadores de autos eléctricos en las instalaciones de Santurce y Monacillos de la Autoridad. Tenemos almacenados dos cargadores.

Red Inteligente – Proyectos en Curso y Pruebas de Tecnología

Automatización de Distribución

Coordinar los estudios, pruebas, proyectos y procesos relacionados con el desarrollo de los conceptos asociados con la automatización del sistema de distribución eléctrica.

Actualmente la Autoridad tiene instalados sistemas de automatización de alimentadores en dos subestaciones (Caguas y Humacao). Se consideran ahora cuatro proyectos adicionales para expandir la automatización a Culebra, Barranquita, Guaynabo y Bayamón.

También se adquirieron y se comenzó la instalación de Detectores de Falla con comunicación inalámbrica para un proyecto piloto en Monacillos para automatizar el proceso de detección y corrección de averías de la red de distribución. Las etapas en progreso son:

Automatización Distribución Fase I (Distrito Caguas)	99%
Automatización Distribución Fase II (Distrito Humacao)	70%
• Proyecto VVO/CVR en Caso I – Fase II	10%
Automatización Alimentadores Culebra y Vieques	60%
Automatización Alimentadores El Abanico PDS	30%
Automatización Alimentadores Guaynabo	35%
Automatización Alimentadores Bayamón	5%
Evaluación de costo de la automatización de alimentadores	100%
Fault Detectors con comunicación inalámbrica – Monacillos	40%

Red Inteligente – Proyectos en Curso y Pruebas de Tecnología

Actualización del Sistema de Administración de Energía

Barra de Integración Corporativa (SOA)

Se conectaron a la barra de integración corporativa varios sistemas y servicios, entre ellos:

- Lectura Remota
- Aplicaciones Operacionales de Transmisión y Distribución (Outage Management, STORM, GIS)
- Sistema de Facturación y Servicio al Cliente
- Módulos de Finanzas (General Ledger, Accounts Payables, Cash Management)
- Integración CC&B con AP - Inbound y Outbound
- Transacciones de pagos e integración con MiCuenta aeepr.com

Proyecto de Prueba - Bucaré

Proyecto de Pruebas - Bucaré

Objetivos del Proyecto:

- Probar tecnología BPL para proveer servicios de banda ancha a través de las líneas eléctricas
- Proveer al cliente con herramientas para que pueda administrar su consumo de forma eficiente en tiempo real
- Probar tecnología de la próxima generación de metros inteligentes

Otras pruebas:

- Tecnología de CT's para monitoreo de transformadores
- Lectura remota de metros de consumo de agua
- Cámara de vigilancia

Para este proyecto la AEE no adquirió equipo. Solo contribuyó con mano de obra.

Proyecto de Pruebas - Bucaré

Proyecto de Pruebas - Bucaré

Los resultados de este proyecto, sientan las bases de la visión de la implementación de los sistemas y proyectos de Smart Grid en la AEE

Servicios de valor añadido como:
- Acelerar y reducir el costo de implantación de servicios móviles
- Viabiliza la implantación del sistema de auto diagnóstico de averías

Servicios con potencial ingreso adicional como:
- Lectura de metros de agua y gas
- Servicios para control de señales de tránsito
- Servicios de vigilancia

Servicios de Portales a los Clientes

AMI (Metros Inteligentes)	Internet	Interruptores Inteligentes	Comunicaciones Inalámbricas	Video Vigilancia

BPL + RADIO + Fibra Óptica

Otros Proyectos con Elementos de *Smart Grid*

Culebra

Instalación de Una Red de Datos Inalámbrica,
Para Darle Acceso a Todos los Residentes y Visitantes de la Isla

Remplazo del Sistema de Alumbrado Público, De Convencional a Tipo LED

Instalación de Componentes de Red Inteligente en la Red Eléctrica de la Isla

Aguirre

Etapas Completadas

- Proveer servicio de internet a la escuela del poblado, dos plazas y un centro de cómputos
  - ✓ La AEE en conjunto con PREPANet, instaló un sistema de antena de radio tipo “mesh” para proveer el servicio. La antena se instaló en las facilidades de la planta de Aguirre. La señal de internet la provee PREPANet
- Remplazo de 100 luminarias incandescentes por tipo LED
  - ✓ En conjunto con la Oficina de Asuntos de Energía y AFI, se remplazaron las luminarias

Baldrich

Etapas Completadas:

- La AEE en conjunto con PREPANet, instaló un sistema de antena de radio tipo WiMax en la subestación cercana. Esta antena nos permite utilizar metros inteligentes para probar la tecnología tanto para lectura, como para análisis de pérdida técnicas, no técnicas y calidad del servicio

Proyecto Piloto de San Juan

El propósito de este piloto es hacer una prueba a mayor escala de la tecnología de la nueva generación de metros inteligentes, establecer metas y parámetros para el proyecto a nivel isla. Esta muestra representa el 2% de total de los predios de toda la isla.

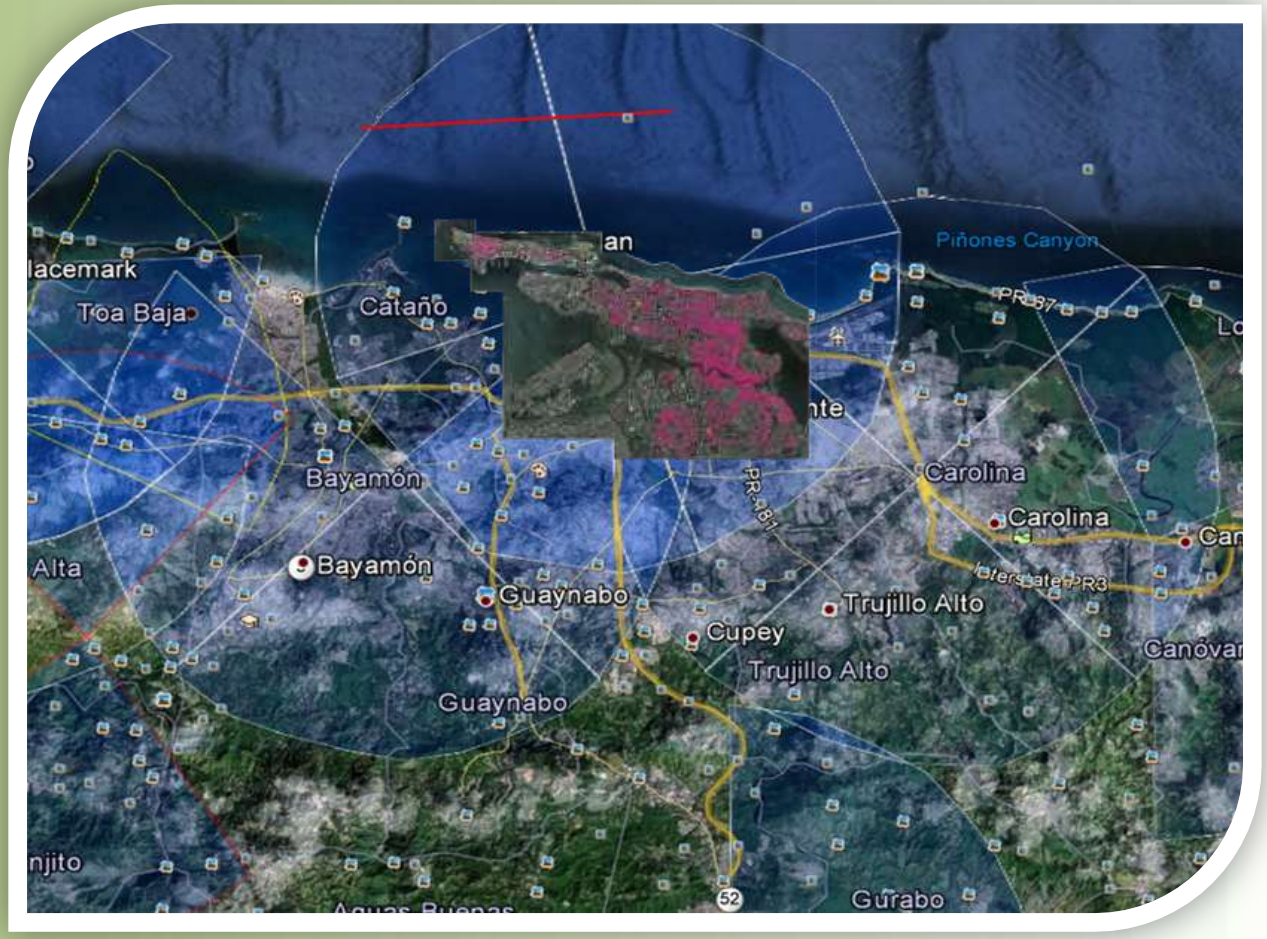
Los resultados de este proyecto se medirán tomando en consideración la reducción de pérdidas de energía en el área, así como la capacidad para la detección y auto detección de averías en el sistema.

Proyecto Piloto de San Juan – Determinación de Éxito

- Datos de la muestra del municipio de San Juan
  - ✓ Tamaño de la Muestra (2% relativo a la isla, 14.8% relativo a San Juan):
    - 26,977 of 182,787
  - ✓ Consumo Estimado del Area del Piloto:
    - 48,818,604 of 330,778,297 kWh (July 2012)
  - ✓ Ingresos:
    - 12,917,157 of $87,522,276
      - ➢ Tarifa Básica: $2,983,581 of $20,215,732
      - ➢ Cláusula de Ajuste:
        - ▪ Combustible $7,767,247 of $52,628,231
        - ▪ Compra de Energía $2,166,329 of $14,678,313
  - ✓ Pérdida Anual de Energía Estimada (~19%)
    - 11,451,277 kWh ($3,029,950 per mes)
      - ➢ Básica: $627,620
      - ➢ Combustible: $1,878,426
      - ➢ Compra de Energía: $523,904

Proyecto Piloto de San Juan

Para el proyecto, contamos con los servicios de PREPANET, cuya cobertura ya está establecida



Smart Grid

Presupuesto:
Fondos identificados actualmente para la compra de metros

Proyecto Piloto de San Juan (SJ30K)

Balance de Energía a Nivel de Transformador

SJ30K

Smart Meters – Nivel Isla

2012	2013	2014	2015	2016

Fault Detectors - Pequeña Escala

Intellirupters – Desarrollo en Base a Presupuesto

Otros Proyectos de Tecnología e Informática

Proyectos de Informática y Tecnología

Migración de Novell a Microsoft Active Directory

Beneficio:
- Remplazo de tecnología obsoleta y más costosa.

Migración de Groupwise a Exchange

Beneficio:
- Nueva tecnología, más fácil de integrar a nuevos sistemas.

KRONOS 6.2 con Terminales de Registro

Beneficio:
- Se proyecta un ahorro en el costo de nómina debido al mejor control en el registro de asistencia.

I Procurement

Beneficio:
- Se automatiza el proceso de compras locales; además, provee controles de gastos a tiempo real, por lo que debe producir ahorros en este renglón.

Tecnología: **Proyectos de Informática y Tecnología**

Sistema Automatizado de Control de Tiempo Extra y Compensatorio
Fase: Transmisión y Distribución

Beneficio:

- Este sistema nos permitirá administrar de forma más efectiva la utilización del recurso de tiempo extra y compensatorio en la empresa.

Tecnología: Sistema de Retiro

Sistema de Retiro

Sistema de Pensiones y Beneficios

Beneficio:

- Automatizar servicios a los socios del Sistema de Retiro.

Digitalización de Documentos de la Junta de Síndicos del Sistema de Retiro

Beneficio:

- La digitalización de documentos aumenta la eficiencia y productividad de las áreas.

Tecnología

Otros proyectos incluyen:

- Actualización del Outage Management System
  - ✓ Sistema de operaciones que utiliza la información de los mapas de la líneas eléctricas y sus dispositivos y utilizado llamadas de los clientes diagnostica el punto donde se originan la averías, para despachar de forma eficiente las brigada
- Actualización STORMS
  - ✓ Este es el sistema de administración de trabajos de Transmisión y Distribución
- Actalización del E-Business Suite
  - ✓ Sistema de Oracle con el que se administran funciones de finanzas y de recursos humanos corporativos

documentos a gran escala

- Actualización del sistema de video conferencias
- Dashboards Ejecutivos
- Implantación de RFID para control de inventario y seguridad

Tecnología

Otros proyectos incluyen:

- Se actualizó la infraestructura computadorizada de la aplicaciones de operación en Monacillo. Se adquirió un nuevo Superdome, sistemas para almacenar datos y se actualizó el sistema de potencia que sirve estos equipos
- Se comenzó la planificación para la digitalización de documentos a gran escala
- Se comenzó a desarrollar sistemas móviles de servicios de campo
- Continuar desarrollando sistemas para nuestros clientes internos y externos a ser utilizados en dispositivos portátiles
- Dashboards Ejecutivos
- Implantación de RFID para control de inventario y seguridad

Gracias