

**INFORME DE GESTIÓN
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACIFICO S.A E.S.P**



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS DIRECCIÓN
TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá D.C., Diciembre de 2012**

TABLA DE CONTENIDO

1.DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA	3
1.1.Conformación de la empresa	3
1.2.Junta directiva.....	3
1.3.Organigrama de la empresa	4
2.ACCIONES DE LA SSPD.....	4
3.ASPECTOS FINANCIEROS	4
3.1.BALANCE GENERAL.....	4
3.2.ESTADO DE RESULTADOS	4
3.3.INDICADORES FINANCIEROS	5
4.ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS.....	5
4.1.Descripción de la infraestructura	5
4.2.MANTENIMIENTOS EN REDES Y EQUIPOS.....	76
4.2.1.Plan de mantenimiento anual	76
4.3.DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES Y PAGO DE COMPENSACIONES	76
5.ASPECTOS COMERCIALES	76
6.EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN.....	77
6.1.Indicadores de la gestión	77
7.CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI	77
8.CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	77

AUDITOR: DELOITTE ASESORES Y CONSULTORES LTDA:

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

En Reunión Ordinaria de Asamblea de Accionistas realizada el 15 de marzo de 2011, según Acta No. 046, se nombraron como miembros de Junta Directiva los siguientes:

1.1. CONFORMACIÓN DE LA EMPRESA

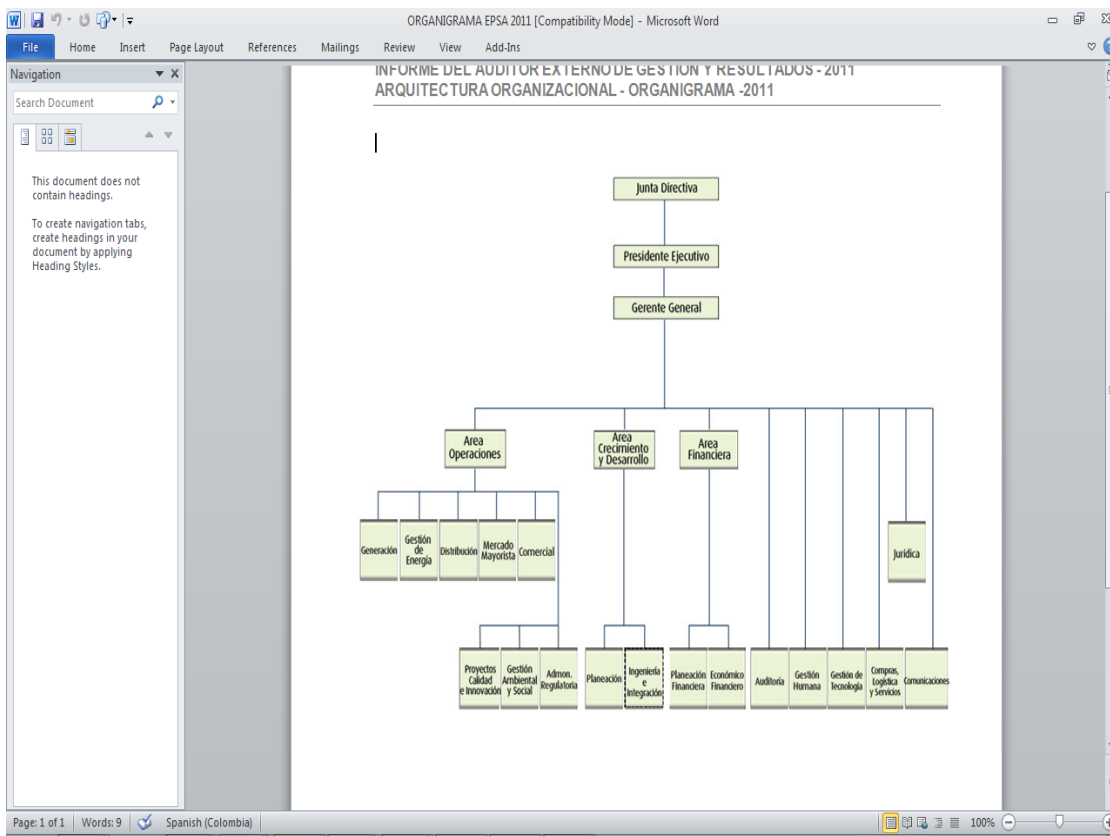
TIPO DE SOCIEDAD	Sociedad Anónima
RAZÓN SOCIAL	EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A E.S.P
SIGLA	EPSA E.S.P
ÁREA DE PRESTACIÓN	Valle del Cauca
ACTIVIDAD QUE DESARROLLA	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
FECHA DE CONSTITUCIÓN	14 de diciembre de 1994
NOMBRE DEL GERENTE	Oscar Iván Zuluaga Serna
ESTRUCTURA DE MERCADO	Regulados y no regulados

1.2. JUNTA DIRECTIVA

No	Miembros Principales	Miembros Suplentes personales
1	Juan Guillermo Londoño Posada	Iván Mario Giraldo G.
2	Esteban Piedrahita Montoya	Bibiana Sanchez Gómez
3	Rafael Pérez Cardona	Adriano Amaya Suarez
4	Rafael Olivella Vives	Juan Pablo Barrera U.
5	Representante Legal EMCALI E.I.C.E. E .S.P.	Gerente Unidad Estratégica de Negocio de Energía de EMCALI E.I.C.E. E .S.P.
6	Director General de la CVC	Director Financiero de la CVC
7	Antonio de Roux Rengifo	Ximena Hoyos Lago

Fuente: EPSA

1.3. ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA



2. ACCIONES DE LA SSPD

De acuerdo a la información reportada por la Dirección de Investigaciones de la Delegada de Energía y Gas, se relacionan a continuación los expedientes relacionados con la Empresa de Energía del Pacífico S.A. ESP:

EXPEDIENTE	RESOLUCION SANCIÓN ARCHIVO	FECHA RESOLUCION	MONTO	ESTADO ACTUAL
2011240350600019E	20112400015735	15/06/11	\$ 40.705.600	En firme
2011240350600034E	20122400020855	04/07/12	\$ 39.669.000	Recurso de reposición

3. ASPECTOS FINANCIEROS

3.1. BALANCE GENERAL

En el año 2011 la estructura de capital de la empresa presenta un apalancamiento propio de la actividad, correspondiente al **69,2%**. Los Activos ascienden a **\$4.153.408** millones, presentando una variación del **0,94%** respecto al año anterior, destacándose el rubro de plantas túneles y ductos que corresponden al **46%** del total del activo.

En la composición del Activo se observa una participación del **12,57%** de los Activos corrientes y un valor de **\$2.135.374** millones en los activos de infraestructura. El Capex registrado en 2011 fue de **\$107.555** millones.

La cartera correspondiente al servicio asciende a **\$191.220** millones, arrojando un indicador de rotación de cuentas por cobrar de **60,3** días.

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2011	2010	Var
Activo	\$4.153.408.432.438	\$4.114.602.692.040	0,94%
Activo Corriente	\$522.360.038.031	\$559.587.646.637	-6,65%
Pasivo	\$1.279.899.765.786	\$1.185.585.098.186	7,96%
Pasivo Corriente	\$422.429.192.120	\$377.849.887.400	11,80%
Patrimonio	\$2.873.508.666.652	\$2.929.017.593.854	-1,90%

Fuente: SUI

Los pasivos de 2011 ascienden a **\$1.279.900** millones, representando un nivel de endeudamiento del **30,8%**. Con respecto al año 2010, éstos presentaron una variación de menos **7,96%**. Los pasivos corrientes se ubican en **\$422.429** millones, es decir que la concentración de la deuda en el corto plazo es equivalente al **33%**.

Los pasivos financieros de la compañía ascienden a **\$155.418** millones, con una concentración en el corto plazo del **9,6%**. Las cuentas por pagar del servicio ascienden a **\$293.390** millones, arrojando un indicador de rotación de cuentas por pagar de **56,5** días.

El patrimonio del último año presentó una variación de menos **1,90%**, ubicándose en **\$2.873.509** millones. En su composición los resultados netos del ejercicio tienen una participación del **6,68%**, es decir **\$192.207** millones.

El capital suscrito y pagado es de **\$1.128.166** millones.

3.2. ESTADO DE RESULTADOS

Los ingresos operacionales de la compañía presentan un crecimiento del menos **2%** con respecto al año anterior, ubicándose en **\$1.159.200** millones. Los ingresos por Generación ascienden a **\$487.961**, por Transmisión **\$32.081** millones, por Distribución **\$156.863** millones y por Comercialización a **\$467.207** millones.

Tabla 2.2 Estado de Resultados

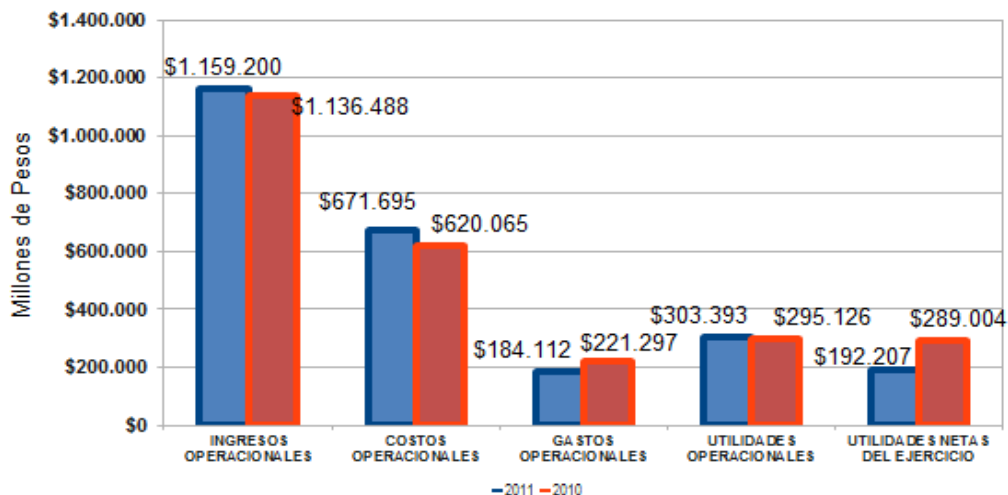
ESTADO DE RESULTADOS	2011	2010	var
INGRESOS OPERACIONALES	\$1.159.200.352.779	\$1.136.488.070.372	2,00%
COSTOS OPERACIONALES	\$671.695.158.907	\$620.065.055.597	8,33%
GASTOS OPERACIONALES	\$184.111.736.420	\$221.296.663.178	-16,80%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$303.393.457.452	\$295.126.351.597	2,80%
OTROS INGRESOS	\$53.968.014.993	\$70.811.919.918	-23,79%
OTROS GASTOS	\$165.154.058.007	\$76.934.551.393	114,67%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$192.207.414.438	\$289.003.720.122	-33,49%

Fuente: SUI

Los costos operacionales totales del año 2011 representan el **57,94%** de los ingresos, equivalentes a **\$671.695** millones, siendo los más importantes: Las compras de energía por valor de **\$298.990** millones, de las cuales el **68,37%** se negociaron en el mercado spot; Los gastos administrativos por **\$63.774** millones y los gastos de depreciaciones, amortizaciones y provisiones por **\$120.337** millones. La utilidad operativa del último año asciende a **\$303.393**

Los ingresos y gastos no operativos se ubicaron en **\$53.968** millones y **\$165.154** millones, respectivamente. Los gastos financieros de la deuda ascienden a **\$44.236** millones. Las utilidades netas del ejercicio presentaron una variación del menos **33,49%**, al pasar de **\$289.004** millones en 2010 a **\$192.207** millones en 2011.

Gráfica 2.1 Flujo Operativo



Fuente: SUI

3.3. INDICADORES FINANCIEROS

La Delegada de Energía y Gas seleccionó los siguientes indicadores para evaluar el desempeño financiero de la compañía en el último año:

Rentabilidad Operacional

INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD	2011	2010
Ebitda	507.780.004.698	555.073.745.445
Margen Operacional	43,8%	48,8%
Rentabilidad de Activos	12,2%	13,5%
Rentabilidad de Patrimonio	18,7%	20,1%

Liquidez

INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN	2011	2010
Activo Corriente Sobre Activo Total	12,43%	13,59%
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	60,3	61,0
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	56,5	45,0
Ciclo operacional	3,8	16,0
Razón Corriente – Veces	1,22	1,48
Capital de trabajo	\$233.206.655.108	\$472.250.080.222

Deuda

INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO	2011	2010
Nivel de Endeudamiento	30,8%	28,8%
Apalancamiento	69,2%	71,2%
Cobertura de Intereses – Veces	11,4	17,1

4. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

4.1. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA

La Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P – EPSA S.A. E.S.P., cuenta con un total de:

- 990 km de líneas en 110-115 kv
- 272,3 km en 220/230 kv
- Capacidad instalada de 1848 MVA en transformadores de 110-115 kv
- Capacidad instalada de 1966 MVA en transformadores de 220-230 kv
- 5 plantas hidráulicas que equivalen a 892 MW

En las siguientes tablas se detalla la infraestructura eléctrica de EPSA S.A. ESP

Líneas de transmisión EPSA 110-115 kV			
NOMBRE CIRCUITO	TENSION	LONG.	AÑO
	(kV)	(km)	ENTRAD A
GUACHAL - TERMOVALLE 1 115 kV	115	1,9	1998
GUACHAL - TERMOVALLE 2 115 kV	115	1,9	1998
AGUABLANCA - JUANCHITO (115 kV) 1 115 kV	115	4,4	1995
AGUABLANCA - JUANCHITO (115 kV) 2 115 kV	115	4,4	1995
AGUABLANCA - MELENDEZ 1 115 kV	115	9,5	1996
AGUABLANCA - PAPELCAUCA 1 115 kV	115	15,9	2003
BAJO ANCHICAYA - CHIPICHAPE 1 115 kV	115	51,3	1955
BAJO ANCHICAYA - CHIPICHAPE 2 115 kV	115	51,3	1955
BAJO ANCHICAYA - PAILON 1 115 kV	115	35,5	1957
BAJO ANCHICAYA - TABOR (BVENTURA) 1 115 kV	115	35,6	1966
BUGA - CALIMA 1 115 kV	115	33,9	1962
BUGA - CALIMA 2 115 kV	115	33,9	1962
BUGA - TULUA 1 115 kV	115	28,5	1958
BUGA - TULUA 2 115 kV	115	28,5	1958
CANDELARIA (VALLE) - JUANCHITO (115 kV) 1 115 kV	115	15,9	1982
CANDELARIA (VALLE) - MAYAGUEZ 1 115 kV	115	2,9	2007
CARTAGO - LA UNIÓN (VALLE) 1 115 kV	115	38,2	1998
CARTAGO - ZARZAL 1 115 kV	115	42,2	1962
CERRITO - SANTA BARBARA (PALMIRA) 1 115 kV	115	17,7	1997
CHIPICHAPE - LA CAMPIÑA 1 115 kV	115	1,2	2005
CHIPICHAPE - SAN ANTONIO 1 115 kV	115	3,8	1995
CHIPICHAPE - SAN ANTONIO 2 115 kV	115	3,8	1995
CHIPICHAPE - TERMOYUMBO 1	115	10,8	1958
CODAZZI (VALLE) - SANTA BARBARA (PALMIRA) 1 115 kV	115	6,9	1986
CODAZZI (VALLE) - SANTA BARBARA (PALMIRA) 2 115 kV	115	7,0	1986
GUACHAL - SANTA BARBARA (PALMIRA) 1 115 kV	115	21,1	1990
GUACHAL - SUCROMILES 1 115 kV	115	19,0	1995
GUACHAL - TERMOYUMBO 1 115 kV	115	5,0	1990
GUACHAL - TERMOYUMBO 2 115 kV	115	5,0	1990
JUANCHITO (115 kV) - SAN LUIS 1 115 kV	115	6,6	1995
JUANCHITO (115 kV) - SAN LUIS 2 115 kV	115	6,6	1995
JUANCHITO (220 kV) - JUANCHITO (115 kV) 1 115 kV	115	4,6	1971
JUANCHITO (220 kV) - JUANCHITO (115 kV) 2 115 kV	115	4,6	1971
LA CAMPIÑA - TERMOYUMBO 1 115 kV	115	9,6	2005
LA UNION (VALLE) - ZARZAL 1 115 kV	115	18,1	1998
MELENDEZ - PANCE 1 115 kV	115	10,3	1975
PAILON - BAHIA MALAGA 1 115 kV	115	69,4	1990
PANCE - PAPELCAUCA 1 115 kV	115	18,2	1995
PANCE - SAN ANTONIO 1 115 kV	115	12,2	1983
PANCE - SAN ANTONIO 2 115 kV	115	12,2	1983

**Líneas de transmisión
EPSA 110-115 kV**

NOMBRE CIRCUITO	TENSION	LONG.	AÑO
	(kV)	(km)	ENTRADA
SAN LUIS - TERMOYUMBO 1 115 kV	115	9,0	1995
SAN LUIS - TERMOYUMBO 2 115 kV	115	9,0	1995
SAN MARCOS - CODAZZI (VALLE) 1 115 kV	115	36,7	1998
SAN MARCOS - CODAZZI (VALLE) 2 115 kV	115	36,7	1998
SAN MARCOS (VALLE) - BUGA 1 115 kV	115	36,8	1998
SAN MARCOS (VALLE) - BUGA 2 115 kV	115	36,8	1998
SAN MARCOS (VALLE) - GUACHAL 1 115 kV	115	7,2	1998
SAN MARCOS (VALLE) - GUACHAL 2 115 kV	115	7,2	1998
SAN MARCOS (VALLE) - TERMOYUMBO 1 115 kV	115	6,5	1998
SAN MARCOS (VALLE) - TERMOYUMBO 2 115 kV	115	6,5	1998
SANTA BARBARA (PALMIRA) - SUCROMILES 1 115 kV	115	2,9	1991
TABOR (BVENTURA) - PAILON 1 115 kV	115	8,5	1983
TERMOYUMBO - PLANTA PROPAL 115 KV 1 115 kV	115	1,3	2008
TULUA - ZARZAL 1 115 kV	115	37,9	1962
TULUA - ZARZAL 2 115 kV	115	37,9	1962
TOTAL LÍNEAS A 110-115 kV		990,1	

Fuente: XM

**Líneas de transmisión
EPSA 220-230 Kv**

NOMBRE CIRCUITO	TENSION	LONG.	AÑO
	(kV)	(km)	ENTRADA
ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV	230,0	53,91	1974
ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV	230,0	54,67	1974
JUANCHITO (220 KV) - PANCE 1 230 kV	230,0	22,91	1987
JUANCHITO (220 KV) - SALVAJINA 1 230 kV	230,0	63,57	1985
PANCE - SALVAJINA 1 230 kV	230,0	49,73	1986
PANCE - YUMBO 1 230 kV	230,0	27,54	1974
TOTAL LÍNEAS A 220-230 kV		272,33	

Fuente: XM

**Transformadores
EPSA 110-
115 kV**

NOMBRE TRANSFORMADOR	CAP Alta	CAP Media	CAP Baja	USO	AÑO ENTRADA
	(MVA)	(MVA)	(MVA)		
BAJO ANCHICAYA 5 7.5 MVA 115/34.5 KV	7,5		7,5	C	1970
BAJO ANCHICAYÁ G1 16 MVA 115/6.6 KV	16,0		16,0	G	1955
BAJO ANCHICAYÁ G2 16 MVA 115/6.6 KV	16,0		16,0	G	1955
BAJO ANCHICAYÁ G3 33 MVA 115/6.9 KV	33,0		33,0	G	1998
BAJO ANCHICAYÁ G4 33 MVA 115/6.9 KV	33,0		33,0	G	1998
BUGA 1 58.45 MVA 110/34.5/13.2KV	58,5	58,5	19,5	C	1992
BUGA 2 58.45 MVA 110/34.5/13.2KV	58,5	58,5	19,5	C	1999

Transformadores EPSA110-115 kV

NOMBRE TRANSFORMADOR	CAP Alta	CAP Media	CAP Baja	USO	AÑO ENTRADA
	(MVA)	(MVA)	(MVA)		
CALIMA 5 25 MVA 110/34.5/13.2 KV	25,0	25,0	5,0	C	
CALIMA G1 43.5 MVA 115/13.2 KV	43,5		43,5	G	1965
CALIMA G2 43.5 MVA 115/13.2 KV	43,5		43,5	G	1965
CALIMA G3 43.5 MVA 115/13.2 KV	43,5		43,5	G	1967
CALIMA G4 43.5 MVA 115/13.2 KV	43,5		43,5	G	1967
CANDELARIA 1 25 MVA 110/34.5/13.2 KV	25,0	25,0	5,0	C	1979
CANDELARIA 2 25 MVA 110/34.5/13.2 KV	25,0	25,0	5,0	C	2005
CARTAGO 1 25 MVA 110/13.2 KV	25,0		25,0	C	
CARTAGO 2 12.5 MVA 110/13.2 KV	12,5		12,5	C	
CARTAGO 3 9.375 MVA 110/34.5KV	9,4		9,4	C	
CARTAGO 4 25 MVA 110/34.5KV	25,0		25,0	C	
CERRITO 1 25 MVA 110/34.5/13.2 KV	25,0	25,0	5,0	C	1997
CHIPICHAPE 2 41.75 MVA 110/13.2KV	41,8		41,8	C	1974
CHIPICHAPE 3 41.75 MVA 110/13.2KV	41,8		41,8	C	1984
CHIPICHAPE 4 58.5 MVA 110/34.5KV	58,5		58,5	C	1975
CODAZZI(VALLE) 1 25 MVA 110/13.2 KV	25,0		25,0	C	2005
JAMUNDI TP1 25 MVA 115/13.2 KV	25,0		25,0	C	2011
JAMUNDI TP2 25 MVA 115/34.5/13.2 KV	25,0	25,0	8,3	C	2011
JUANCHITO (115 KV) 3 41.75 MVA 115/13.2 KV	41,8		41,8	C	1974
JUANCHITO (115 KV) 1 58 MVA 115/34.5/13.2 KV	58,0	58,0	19,3	C	1971
JUANCHITO (115 KV) 2 58 MVA 115/34.5/13.2 KV	58,0	58,0	19,3	C	1971
LA UNION (VALLE) 1 25 MVA 110/34.5/13.2 KV	25,0	25,0	5,0	C	1999
MELENDEZ 1 41.75M VA 110/13.2KV	41,8		41,8	C	1986
PAILON 1 25 MVA 110/13.2 KV	25,0		25,0	C	
PAILON 2 25 MVA 110/13.2 KV	25,0		25,0	C	
PANCE 5 41.75 MVA 110/13.2 KV	41,8		41,8	C	1982
PANCE 6 30 MVA 115/34.5 KV	30,0		30,0	C	1982
PAPELCAUCA 1 35 MVA 115/13.2 KV	35,0		35,0	C	2003
SANTA BÁRBARA (PALMIRA) 2 58.45 MVA 110/34.5/13.2 KV	58,5	58,5	5,0	C	
SANTA BÁRBARA (PALMIRA) 1 25 MVA 110/13.2 KV	25,0		25,0	C	1997
TABOR (BVENTURA) 1 25 MVA 110/13.2 KV	25,0		25,0	C	1998
TABOR (BVENTURA) 2 25 MVA 110/13.2 KV	25,0		25,0	C	1998
TERMOVALLE G1 90 MVA 115/13.8 KV	90,0		90,0	G	1998
TERMOVALLE G2 90 MVA 115/13.8 KV	90,0		90,0	G	1998
TERMOVALLE G3 90 MVA 115/13.8 KV	90,0		90,0	G	1998
TERMOYUMBO 1 60 MVA 110/34.5/13.2 KV	60,0	60,0	50,0	C	
TERMOYUMBO 2 60 MVA 110/34.5/13.2 KV	60,0	60,0	50,0	C	
TERMOYUMBO 25 MVA 115/34.5/13.2 KV	25,0	25,0	5,0	C	2000
TERMOYUMBO 4 33.4 MVA 115/13.2 KV	33,4		33,4	C	1999
TULUÁ 1 25 MVA 110/34.5 KV	25,0		25,0	C	2006

Transformadores EPSA 110-115 kV

NOMBRE TRANSFORMADOR	CAP Alta	CAP Media	CAP Baja	USO	AÑO ENTRADA
	(MVA)	(MVA)	(MVA)		
TULUÁ 2 25 MVA 110/34.5/13.8 KV	25,0	25,0	5,0	C	1960
ZARZAL 1 25 MVA 110/34.5/13.2 KV	25,0	25,0	5,0	C	
ZARZAL 2 25 MVA 110/34.5 KV	25,0		25,0	C	1999
TOTAL TRANSFORMACIÓN 110-115 kV	1.848,6				

Fuente: XM

Transformadores EPSA 220-230 kV

NOMBRE TRANSFORMADOR	CAP Alta	CAP Media	CAP Baja	USO	AÑO ENTRADA
	(MVA)	(MVA)	(MVA)		
ALTO ANCHICAYA G1 129 MVA 230/13.8 KV	129,0		129,0	G	1974
ALTO ANCHICAYA G2 129 MVA 230/13.8 KV	129,0		129,0	G	1974
ALTO ANCHICAYA G3 129 MVA 230/13.2 KV	129,0		129,0	G	1974
CARTAGO 5 168 MVA 230/115/13.2 KV	168,0	168,0	60,0	C	1994
JUANCHITO (220 kV) 1 90 MVA 230/115/13.2 KV	90,0	90,0	27,0	C	
JUANCHITO (220 kV) 2 90 MVA 230/115/13.2 KV	90,0	90,0	12,5	C	
JUANCHITO (220 kV) 3 90 MVA 230/115/13.2 KV	90,0	90,0	30,0	C	1997
PANCE 1 90 MVA 230/115/13.2 KV	90,0	90,0	5,0	C	1974
PANCE 2 90 MVA 230/115/13.2 KV	90,0	90,0	30,0	C	1975
PANCE 3 90 MVA 230/115/13.2 KV	90,0	90,0	27,5	C	1982
PANCE 4 90 MVA 230/115/13.2 KV	90,0	90,0	30,0	C	1982
SALVAJINA 1 10MVA 230/34.5/13.8 KV	10,0	7,0	3,0	C	1983
SALVAJINA G1 115 MVA 230/13.8 KV	115,0		115,0	G	1983
SALVAJINA G2 115 MVA 230/13.8 KV	115,0		115,0	G	1983
SALVAJINA G3 115 MVA 230/13.8 KV	115,0		115,0	G	1983
SAN MARCOS 1 168 MVA 230/115/13.2 KV	168,0	168,0	60,0	C	1998
SAN MARCOS 2 168 MVA 230/115/13.2 KV	168,0	168,0	60,0	C	2007
YUMBO 3 90 MVA 230/115/13.2 KV	90,0	90,0	27,5	C	1979
TOTAL TRANSFORMACIÓN 220-230 kV	1.966,0				

Fuente: XM

PLANTAS HIDRAULICAS EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. "EPSA E.S.P."	CAPACIDAD NETA (MW)
ALTO ANCHICAYA	355
BAJO ANCHICAYA	74
CALIMA	132

PRADO	46
SALVAJINA	285
TOTAL	892

Fuente: XM

4.2. MANTENIMIENTOS EN REDES Y EQUIPOS

Mantenimiento Generación

El adecuado mantenimiento de los equipos e instalaciones de las centrales hidroeléctricas permite garantizar su seguro funcionamiento, así como la corrección de las averías que pudieran presentarse minimizando su incidencia sobre las actividades de operación.

Las actividades principales de mantenimiento se encuentran documentadas en el procedimiento *PR.PRO.02.001 "Procedimiento de Mantenimiento"*.

4.2.1. PLAN DE MANTENIMIENTO ANUAL

El plan de Mantenimiento de Generación de EPSA es el conjunto de las órdenes de trabajo que se deben ejecutar durante el año para los equipos auxiliares. Estos son los equipos que apoyan la generación y sin los cuales los generadores no funcionarían al 100%.

De acuerdo con nuestra verificación, en el software se encuentra el listado de equipos, características y periodicidad de los mantenimientos, fechas de realización y actividades, entre otros de acuerdo con manuales de fabricante y/o horas de generación.

Cumplimiento de las órdenes de mantenimiento

De acuerdo con la información suministrada por la compañía, durante todo el 2011, la compañía cumplió con la meta del 93% establecida para todas sus plantas de generación:

Se verifico el cumplimiento del Plan de Mantenimiento a través de una muestra aleatoria de órdenes programadas para la planta de generación que presentó menor porcentaje de disponibilidad durante el 2011.

Como resultado de dicha verificación se evidencio que para esta planta se realizó un mantenimiento mayor que duró 85 días, desde el 19 de julio hasta el 12 de octubre de 2011. En la consignación enviada al CND el mantenimiento estaba programado del 19 de julio al 6 de octubre de 2011, es decir se extendió 6 días más de lo programado, por oportunidad de entrega en repuestos.

De acuerdo con lo verificado, la planeación de la compañía permitió que este mantenimiento no causara afectación del cargo por confiabilidad ya que contó con el respaldo de sus otras unidades de generación.

A partir de la prueba de auditoría y de la revisión de la información suministrada por la compañía, podemos concluir que se da cumplimiento a los planes de mantenimiento diseñados, garantizando la disponibilidad de sus plantas y el cumplimiento de su asignación por cargo por confiabilidad.

4.2.2. DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES Y PAGO DE COMPENSACIONES

Aplicación del esquema de incentivos y compensaciones

En abril de 2011, la compañía comenzó la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones planteado en la Resolución CREG 097 de 2008, el cual reemplaza el esquema de DES y FES que se venía utilizando para el cálculo de las compensaciones a los usuarios.

5. ASPECTOS COMERCIALES

Como resultado de nuestro trabajo de Auditoría Externa de Gestión y Resultados, según lo establecido en la Resolución 20061300012295 de 2006 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y con base a la aplicación de los procedimientos de auditoría, enfocados a determinar la gestión realizada por la Compañía en los temas de Nivel de Pérdidas, Exposición a Bolsa, Porcentaje de energía vendido en bolsa, Recaudo y cartera, Restricciones, Facturación, Subsidios y Contribuciones, Tiempo de atención en oficinas, Nivel de satisfacción del usuario y otros, excepto por lo revelado en los numerales 3.1 y 3.2 no encontramos evidencia que nos indique que durante el 2011 se presentaron otros asuntos de potencial importancia en la gestión de la Compañía en el área Comercial.

PQR's

Como resultado de la revisión efectuada a los "formatos 15" reportados al SUI entre enero y noviembre de 2011, evidenciamos que la compañía reportó 50.540 PQR's en el periodo:

- El 56,48% corresponden a reclamos, el 43,18% a quejas, el 0,18% a recursos de reposición y el 0,15% Recursos de Reposición y Subsidiario de apelación.
- De acuerdo con la información de los formatos 15, El 96,48% de las PQR's se responden dentro del tiempo de referencia.
- La compañía accede al 9,69% de las PQR's, no accede al 47,91%, confirma el 0,03%, revoca el 0,04%, rechaza el 0,06%, pendiente de respuesta el 1,03% y archiva el 41,24%.
- El 81% de la PQR's se reportan por las causales 12; Calidad del servicio y 2; Alto consumo pero el 3% de estas se responden a favor del usuario.

6. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

6.1. INDICADORES DE LA GESTIÓN

La empresa no cumple con los referentes de cuentas por pagar, Cuentas por Cobrar para la optimización de estos referentes es necesario que la empresa instaure políticas para el pago de las obligaciones de la compañía y recaudo de la cartera.

7. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

De acuerdo a la de información revisada en el Sistema Único de Información SUI, la Empresa de Energía del Pacífico S.A. ESP – EPSA S.A. ESP se encuentra al día con los reportes que está obligada a realizar.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La disminución en la utilidad neta está ligada directamente al aumento en el rubro de otros gastos, entre los que se destaca la cuenta Otros gastos extraordinarios que pasó de \$113 millones en el 2010 a \$63.598 millones, este aumento más el menor incremento de los ingresos operacionales por valor de \$22.379 millos ocasiono en gran parte un decrecimiento de la utilidad.

La auditoria externa establece en su informe anual de la compañía Empresa de Energía del Pacifico mantiene un comportamiento viable dentro de su estructura financiera:

Al respecto, el AEGR, señala que: "Como resultado de nuestro trabajo de Auditoría Externa de Gestión, con base en la aplicación de los procedimientos de auditoría y de lo requerido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Resolución 12295 de 2006 y basados en los resultados de sus estados financieros auditados, los resultados de sus variables y las proyecciones financieras estimadas por la Compañía y de nuestro análisis del Flujo de Caja Libre, de la generación interna de fondos frente al servicio a la deuda y los requerimientos de inversiones, de la cobertura de gastos financieros y del apalancamiento operativo y financiero, según los escenarios modelados, se infiere que la Empresa exterioriza una posición financieramente viable en el escenario proyectado".