

Oficio Nro. EMELNORTE-2012-0335

Ibarra, 14 de diciembre de 2012

Asunto: Memoria del Administrador Ejercicio Económico año 2011

Señores Accionistas
EMELNORTE S. A.
En su Despacho

De mi consideración:

El Directorio de EMELNORTE S.A., en sesión realizada el 7 de diciembre del 2012, respecto a la Memoria del Administrador al Ejercicio Económico del año 2011, resolvió lo siguiente:

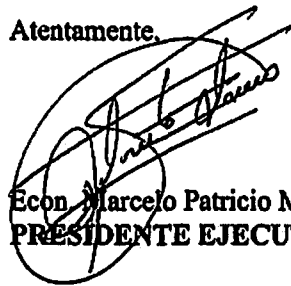
RESOLUCIÓN N° 18.2012.107

El Directorio de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. EMELNORTE, previa lectura y revisión del oficio de Presidencia Ejecutiva, No.EMELNORTE-2012-0285 del 4 de diciembre del 2012; resuelve:

Avocar conocimiento de la Memoria del Administrador al Ejercicio Económico 2011; y, recomendar a la Junta General de Accionistas su conocimiento y aprobación, dejando de responsabilidad de la Administración la exactitud, veracidad, autenticidad, propiedad y legalidad de las cifras, de acuerdo a lo dispuesto en el Art. 289 de la Ley de Compañías.

Señores Accionistas, en base a la resolución de Directorio aprobar la Memoria del Administrador al Ejercicio Económico 2011.

Atentamente,



Econ. Marcelo Patricio Moreno
PRÉSIDENTE EJECUTIVO

mr

Oficio Nro. EMELNORTE-2012-0285

Ibarra, 04 de diciembre de 2012

Asunto: Memoria del Administrador, Ejercicio Económico 2011

Señores Miembros
DIRECTORIO EMELNORTE S.A
En su Despacho

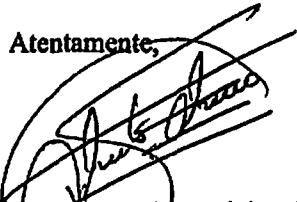
De mi consideración:

En concordancia con el artículo 289 de la Ley de Compañías, pongo en su consideración la memoria explicativa de la gestión y situación económica financiera de la compañía durante el Ejercicio Económico del año 2011.

Dejar constancia de la veracidad, legalidad y autenticidad de los resultados del ejercicio económico cortado al 31 de diciembre del 2011, mismos que han sido revisados por el Comisario de la Empresa; y, Auditores Externos.

Señores Directores, favor avocar conocimiento de la Memoria del Administrador al Ejercicio Económico del año 2011, y recomendar su aprobación a la Junta General de Accionistas.

Atentamente,


Econ. Marcelo Patricio Moreno
PRESIDENTE EJECUTIVO

mr

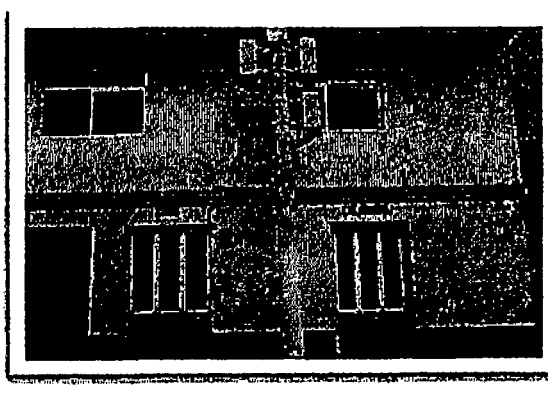
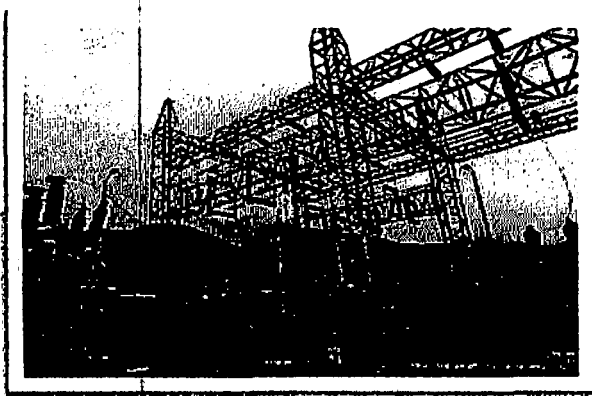
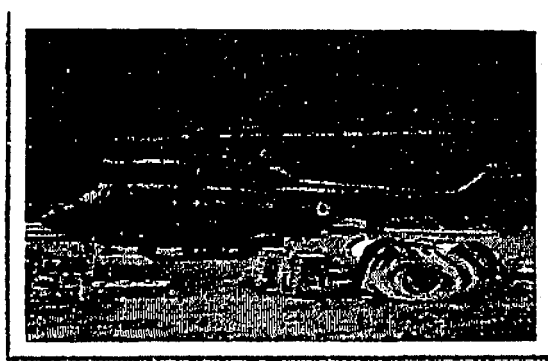
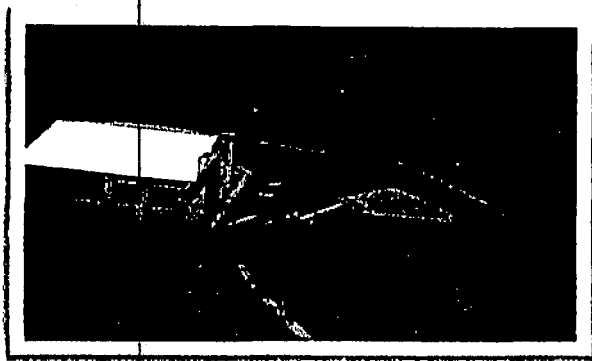




Trabajamos por ti

MEMORIA DEL ADMINISTRADOR

EJERCICIO ECONÓMICO 2011



MEMORIA DEL ADMINISTRADOR DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. "EMELNORTE", DEL EJERCICIO ECONÓMICO 2011.

La Administración pone a consideración del Directorio y Junta General de Accionistas de EMELNORTE, el informe anual de la gestión administrativa correspondiente al período enero – diciembre 2011.

1. NORMATIVA LEGAL.-

EMELNORTE es una Empresa que se constituyó jurídicamente como Sociedad Anónima el 25 de noviembre de 1975.

La Constitución de la República del Ecuador, vigente desde el 20 de octubre del año 2008. Artículo 315, inciso primero: "El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas. Las empresas públicas estarán bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la ley; funcionarán como sociedades de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía financiera, económica, administrativa y de gestión, con altos parámetros de calidad y criterios empresariales, económicos, sociales y ambientales..."

Ley Orgánica de Empresas Públicas, vigente desde el 16 de octubre del 2009. Disposición Transitoria 2.2.1.5.: "...la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., hasta que se expida el nuevo marco jurídico del sector eléctrico, seguirá operando como compañía anónima regulada por la Ley de Compañías, exclusivamente para los asuntos de orden societario. Para los demás aspectos tales como el régimen tributario, fiscal, laboral, contractual, de control y de funcionamiento de las empresas se observarán las disposiciones contenidas en esta Ley."

La Presidencia Ejecutiva de la Empresa administra la Institución de conformidad con la normativa legal vigente.

2. ADMINISTRACIÓN 2011.-

Presidente Ejecutivo (e): Eco. Marcelo Moreno
Directora Financiera (e): Ing. Deicy Yépez
Directora de Asesoría Jurídica: Dra. Grace Villacís
Director Comercial (e): Ing. Ramiro Flores
Director de Planificación: Ing. Mauricio Vásquez
Director de Distribución (e): Ing. Mario Burgos
Director de Generación: Ing. Carlos Sotomayor
Director de Recursos Humanos: Eco. Patricio Arellano
Director del Centro de Cómputo: Ing. René Brown
Auditor Interno: Ing. Guillermo Suárez

CUADRO RESUMEN DEL CAPITAL SOCIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

ACCIONISTAS	NUEVO CAPITAL SOCIAL		
	NUEVO CAPITAL SOCIAL	NUEVAS ACCIONES DE \$0,000.00	PARTE POR CIENTO
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD "M.E.E.R."	46.358.090,32	1.158.952.258,00	70,15%
GOBIERNO MUNICIPAL DE CAYAMBE	2.814.940,60	70.373.515,00	4,26%
GOBIERNO MUNICIPAL DE COTACACHI	3.006.725,68	75.168.142,00	4,55%
GOBIERNO PROVINCIAL DE PICHINCHA	2.232.385,40	55.809.635,00	3,38%
GOBIERNO PROVINCIAL DE IMBABURA	2.334.025,20	58.350.630,00	3,53%
GOBIERNO MUNICIPAL DE TULCAN	1.309.730,48	32.743.262,00	1,98%
GOBIERNO PROVINCIAL DEL CARCHI	1.248.304,12	31.207.603,00	1,89%
GOBIERNO MUNICIPAL DE OTAVALO	2.358.102,84	58.952.571,00	3,57%
GOBIERNO MUNICIPAL DE PEDRO MONCAYO	876.436,28	21.910.907,00	1,33%
GOBIERNO MUNICIPAL DE IBARRA	1.385.203,16	34.630.079,00	2,10%
GOBIERNO MUNICIPAL DE MONTUFAR	441.504,32	11.037.608,00	0,67%
GOBIERNO MUNICIPAL DE ANTONIO ANTE	798.776,36	19.969.409,00	1,21%
GOBIERNO MUNICIPAL DE PIMAMPIRO	210.955,92	5.273.898,00	0,32%
GOBIERNO MUNICIPAL DE HUACA	98.203,76	2.455.094,00	0,15%
GOBIERNO MUNICIPAL DE ESPEJO	143.175,32	3.579.383,00	0,22%
GOBIERNO MUNICIPAL DE BOLIVAR	126.661,04	3.166.526,00	0,19%
GOBIERNO MUNICIPAL DE MIRA	118.797,48	2.969.937,00	0,18%
GOBIERNO PROVINCIAL DE SUCUMBIOS	56.205,32	1.405.133,00	0,09%
GOBIERNO MUNICIPAL DE SUCUMBIOS	48.242,56	1.206.064,00	0,07%
MUNICIPIO DE URCUQUI	116.925,48	2.923.137,00	0,18%
SECTOR PRIVADO	161,20	4.030,00	0,0002%
TOTAL	66.083.552,84	1.652.088.821,00	100%

2.1 ANTECEDENTE.-

EMELNORTE, cuenta con talento humano mismo que, aplicada la normativa establecida en la Ley Orgánica de Empresas Publicas y dada la resolución del Ministerio de Relaciones Laborales, se encuentra definido en servidores públicos: De libre designación, servidores de carrera y obreros.

Estamos desarrollando destrezas y técnicas administrativas que empezamos a poner en práctica en el año 2011, aquí juega un papel muy importante el estar formando un segundo grupo de obreros para trabajar en líneas energizadas.

Se ha trabajado de conformidad al Plan Nacional del Buen Vivir (2009-2013), la Planificación Estratégica vigente (2009-2014) y el Plan Operativo Anual Institucional. Así también se han aplicado las diferentes disposiciones emanadas desde el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, las regulaciones y disposiciones del CONELEC.

Una vez finalizado el año 2011, consideramos que los objetivos previstos a ejecutarse en las actividades de distribución, de generación, de transmisión y Subtransmisión, comerciales, financieras manejo del talento Humano se han cumplido a cabalidad. Debemos resaltar la ejecución de las obras del Programa FERUM 2011, terminación de varias obras bianuales, como la importancia del Plan Ecuador, la Construcción de la Central Hidroeléctrica Buenos Aires que está en operación, la atención a los reclamos de nuestros usuarios, el mantenimiento continuo de redes, alumbrado público y recopilación de información de varios sectores para elaborar estudios de electrificaciones futuras, construcción de subestaciones y líneas nuevas, proceso de contratación del edificio principal de EMELNORTE en Ibarra, readecuación física de las agencias para mejorar la atención al cliente; la implantación de Sistema de Atención de Reclamos SAR, entre otros; nos permiten ir cumpliendo con obligaciones emanadas de Constitución de la República y con los objetivos y metas establecidos, para nuestro sector, en el Plan Nacional del Buen Vivir.

Cabe resaltar el estudio realizado para contar con una estructura organizacional por procesos, los correspondientes manuales de procedimientos, de funciones, de clasificación y valoración de puestos por competencias y un avance para la determinación de la escala salarial,

3. RESOLUCIONES DE DIRECTORIO Y JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS.

3.1. Directorio.-

En el año 2011 el Directorio de la Empresa emitió 60 resoluciones, de las cuales 58 se han cumplido en su totalidad y 2 están en proceso de cumplimiento.

<i>Cumplidas</i>	<i>Parcialmente cumplidas</i>	<i>No cumplidas</i>	<i>Total resoluciones</i>
58	2	--	60
96,67%	3,33%	--	100%

3.2. Junta General de Accionistas.-

En las sesiones de Junta General de Accionistas efectuadas en el año 2011, se emitieron 12 resoluciones, de las cuales 11 se han sido cumplidas por la

Administración de la Empresa, que representan el 91,67%; la resolución restante se encuentra en proceso de cumplimiento.

Cumplidas	Parcialmente cumplidas	No cumplidas	Total resoluciones
11	1	--	12
91,67%	8,33%	--	100%

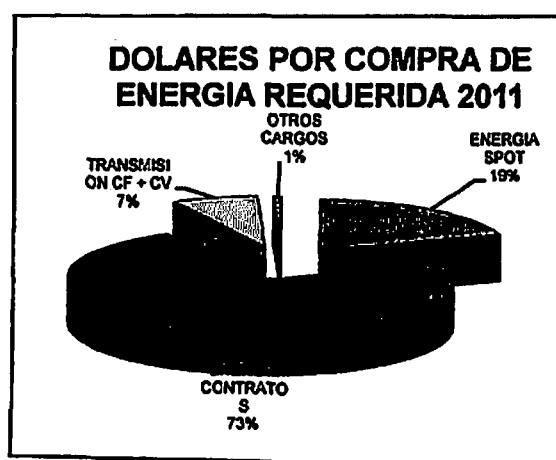
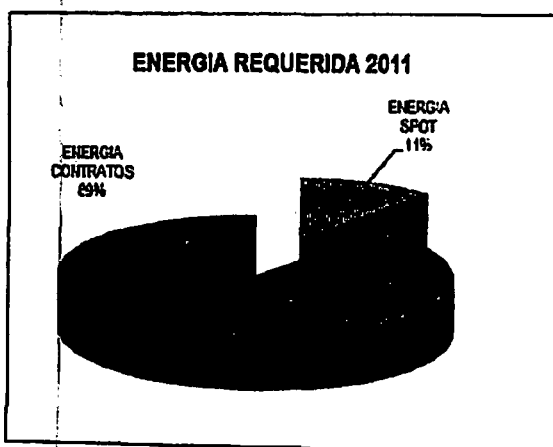
4. ASPECTOS TÉCNICOS Y COMERCIALES SOBRESALIENTES

4.1. Requerimiento de Energía

La energía total requerida para cubrir la demanda del mercado en el año 2011 fue de 510.062,24 mWh, de los cuales el 88,99 % se compró en el mercado de contratos y 11,01 % se adquirió al mercado ocasional. El costo total de energía adquirida al mercado eléctrico durante el año 2011 fue de USD 26'212.076,39, lo que dio como resultado un costo promedio en el año 2011 de 5,14 centavos de dólar por kWh.

CUADRO RESUMEN DE LA ENERGÍA REQUERIDA vs COSTO DE ENERGÍA

CARGO	ENERGÍA REQUERIDA		COSTO DE LA ENERGÍA		
	MWh	%	DOLARES	%	COSTO PROMEDIO GNS\$/kWh
ENERGÍA SPOT	56.172,29	11,01	5.077.001,99	19,37	9,04
ENERGÍA CONTRATOS	453.889,95	88,99	19.053.610,14	72,69	4,20
TRANSMISIÓN CF + CV			1.894.710,43	7,23	0,37
OTROS CARGOS			186.753,83	0,71	0,04
ENERGÍA REQUERIDA (DEMANDADA)	510.062,24	100,00	26.212.076,39	100,00	5,14



α

En el próximo cuadro se puede apreciar un incremento de energía para el 2011, comparada con la energía requerida en el 2010, con una variación del 11.92 %.

Además cabe recalcar el crecimiento en la energía de contratos en un 12.30% comparada con el año 2010 y un incremento de 8.94% en la compra de energía en el mercado spot.

Son 510.062,24MWh de energía requerida en el año 2011, los cuales representa un consumo promedio mensual de 42.505,19 MWh y consumo promedio diario de 1.416,84 KWh.

CUADRO DE COMPARACIÓN ENERGÍA REQUERIDA 2010 VS 2011

CARGO	ENERGÍA REQUERIDA/MWH		
	2010	2011	VARIACION/%
ENERGIA SPOT	51.563,83	56.172,29	8,94
ENERGIA CONTRATOS	404.171,53	453.889,95	12,30
ENERGIA REQUERIDA (DEMANDADA)	455.735,37	510.062,24	11,92

En el siguiente cuadro se puede observar un incremento del 5.53% en el costo de la energía comprada debido al crecimiento normal de la demanda. En lo referente al funcionamiento del mercado eléctrico, los cálculos por la compra de energía se lo hace considerando los costos fijos y variables; adicionalmente se observa una disminución en el costo de energía en el mercado spot, pero como efecto un incremento en el rubro de energía contratada.

CUADRO DE COMPARACIÓN COSTO DE ENERGÍA REQUERIDA 2010 VS 2011

CARGO	COSTO DE LA ENERGÍA USD		
	2010	2011	VARIACION/%
ENERGIA SPOT	5.192.989,80	5.077.001,99	-2,23
ENERGIA CONTRATOS	17.895.603,26	19.053.610,14	6,47
POTENCIA	-	-	-
TRANSMISION CF + CV	1.572.211,43	1.894.710,43	20,51
OTROS CARGOS	176.638,66	186.753,83	5,73
ENERGIA REQUERIDA (DEMANDADA)	24.837.443,16	26.212.076,39	5,53

En el cuadro se puede observar que el rubro de potencia es cero, por cuanto este valor se considera dentro del costo de energía como costo fijo.

bifásicos. Con esta nueva red y acometidas se minimizan las derivaciones clandestinas y contrabandos de energía.

4.5. PMD está encaminado a mejorar los sistemas de distribución.-

Se financió los estudios de los proyectos de expansión del sistema de potencia a implementarse en el corto plazo, dotar de herramientas y equipos adecuados para mejorar la atención de aproximadamente 207.000 usuarios. Financiar los equipos y materiales para atender los requerimientos de energía por parte de los 8.816 nuevos clientes.

4.6. SIGDE Modelo Integral de gestión de redes.-

Se adquirió la plataforma tecnológica para la implementación del Sistema de Información Geográfica, tanto el hardware como el software siendo ArcGIS el software elegido para su implementación. Se ha realizado la migración de las redes de distribución eléctrica a la plataforma SIG, contemplando en esta migración las estructuras de soporte, las redes de media tensión, transformadores de distribución, redes de baja tensión, acometidas y medidores de más de 50.000 abonados del cantón Ibarra, lo que permitirá garantizar la disponibilidad de información para la gestión, análisis, planificación tanto de la red eléctrica, los activos y los clientes de la institución.

4.7. Subestaciones.-

- Se construyó la Subestación San Vicente en Otavalo de 10 a 12.5MVA. y de 69 Kv a 13.8 Kv. Obra multianual financiada con recursos del FERUM 2008, a un costo de USD 1.912.653,56.
- La construcción de la Subestación Carolina, en la cuenca del Río Mira en la provincia de Imbabura, tiene un transformador de 5 a 6.25MVA de 69/ 13.8 Kv., Obra multianual financiada con fondos del FERUM 2008, a un valor de USD 1.122.332,27.
- La construcción de la Subestación Alpachaca en Ibarra de 10/12.5MVA, de 69/ 13.8Kv. Obra multianual financiada con recursos del FERUM 2010 a un costo de USD 3.017.745,72.

CA

4.2. PLAN ECUADOR.-

Se han concluido todas las obras del Plan Ecuador, que fueron parte del FERUM 2010 consolidado:

LUGAR	MONTO	Nro. OBRAS
TULCAN	1.990.596,00	5
SAL LORENZO	604.760,00	3
IBARRA	1.244.798,00	7
TOTAL	3.840.154,00	15

Estas obras nos obligaron a realizar enormes esfuerzos, se hizo un convenio con las Fuerzas Armadas para llevar los materiales en helicóptero alquilado, estas obras están ubicadas en zonas selváticas. El ingreso de los fiscalizadores y trabajadores que hicieron la promoción social fue muy ardua, ya que significaba caminar hasta 10 horas para llegar al sitio; más difícil fue la comunicación con la comunidad, puesto que solo hablan el idioma nativo; sin embargo el compromiso de los trabajadores de EMELNORTE y su afán de servicio con la comunidad hizo posible un feliz término.

4.3. OBRAS FERUM 2011.-

Todas las obras del Programa FERUM 2011 se ejecutaron en su totalidad, de acuerdo a lo siguiente:

CANTON	PROVINCIA	MONTO	Nro. OBRAS
Mira	Carchi	42.813,00	1
Antonio Ante	Imbabura	216.349,57	2
Cotacachi	Imbabura	316.085,00	3
Ibarra	Imbabura	572.767,00	2
Otavalo	Imbabura	97.010,00	1
TOTAL		1.245.024,57	9

4.4. PLANREP Distribuir el porcentaje de pérdidas técnicas y no técnicas.-

CAMBIO DE CONDUCTOR EN ALPACHACA, parroquia de Ibarra, provincia de Imbabura: Se cambió la red secundaria que estuvo construida con conductor desnudo, a conductor aislado concéntrico pre ensamblado de aproximadamente 1.200m. De red se cambiaron las acometidas y medidores 1.300 monofásicos y 70

Subestaciones del Sistema de Subtransmisión de EMELNORTE S.A. a diciembre 2011

Nro.	SUBESTACIÓN	LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA		VOLTAJE (KV)			CAPACIDAD (MVA)
		Cantón	Provincia	1	2	3	
1	La Esperanza	Pedro Moncayo	Pichincha	69	13,8		10
2	Cayambe	Cayambe	Pichincha	69	13,8		20
3	Otavaló	Otavaló	Imbabura	69	13,8		10
4	San Vicente	Otavaló	Imbabura	69	13,8		10
5	Cotacachi	Cotacachi	Imbabura	69	13,8		5
6	Atuntaqui	Antonio Ante	Imbabura	34,5	13,8		7,5
7	Despacho de Carga	Ibarra	Imbabura	34,5	13,8	6,3	15
8	Retorno	Ibarra	Imbabura	69	13,8		10
9	San Agustín	Ibarra	Imbabura	69	13,8		10
10	Alpachaca	Ibarra	Imbabura	69	13,8	34,5	10
11	El Chota	Ibarra	Imbabura	69	13,8		10
12	La Carolina	Ibarra	Imbabura	69	13,8		5
13	El Ángel	Espejo	Carchi	69	13,8		2,5
14	San Gabriel	Montufar	Carchi	69	13,8		10
15	Tulcán	Tulcán	Carchi	69	13,8		10
16	El Rosal	Tulcán	Carchi	69	34,5		5
TOTAL CAPACIDAD (MVA)							150

La capacidad de potencia instalada en el sistema de subtransmisión de EMELNORTE en el año 2011 es de 150 MVA, debido al ingreso al sistema de subtransmisión de EMELNORTE de 5 MVA de la nueva subestación La Carolina.

4.8. Líneas de Subtransmisión.-

- Con la Subestaciones se construyó la Línea de Subtransmisión Otavaló San Vicente, con una distancia de 2 kilómetros, de 69KV.
- La construcción de la Línea Chota - Carolina, con una distancia de 38 kilómetros, de 69 KV. Obra multianual financiada con fondos del FERUM 2008 a un costo de USD 2.110.494,01.
- Construcción del alimentador desde la Subestación la Carolina al Chical, para llegar a sitios muy alejados como son las comunidades AWA, en las provincias de Carchi, Imbabura y Esmeraldas.

Líneas de Subtransmisión de EMELNORTE S.A. a diciembre 2011

Km. Líneas					
Km	2009	2010	2011	Variación	Variación %
69	198,36	201,66	225,98	24,32	12,06
34,5	36,20	44,97	36,20	-8,77	-19,50
Total	234,56	246,63	262,18	15,55	5,44

Existe un incremento en el número de kilómetros de líneas a un nivel de voltaje de 69 kV. de 201,66 Km (año 2010) a 225,98 Km (año 2011) debido a que ha ingresado al sistema de subtransmisión de la empresa la línea de 69 kV. Chota - La Carolina.

De igual manera se observa que existe un decremento en el número de kilómetros de líneas a un nivel de voltaje de 34,5 kV. de 44,97 Km. (año 2010) a 36,20 Km (año 2011) debido a que ha salido de funcionamiento líneas de 34,5 kV, como Derivación Atuntaqui - San Vicente.

Con la instalación de las nuevas Subestaciones y Líneas de Subtransmisión, se han acortado los alimentadores primarios y posibilita la redistribución de la carga, dando continuidad de servicio y reducción de pérdidas.

4.9. GENERACIÓN ELÉCTRICA.-

El Proyecto Hidroeléctrico Buenos Aires, ubicado en el cantón Urcuquí, provincia de Imbabura, una vez concluido después de dos años de construcción, con una capacidad de 980 Kw. la misma que consta de dos componentes: la obra civil y el equipamiento electromecánico. El CONELEC efectuó la inspección correspondiente el 14 de junio del 2012, constatándose que la Central supera con éxito las pruebas operativas, y una vez que han verificado que se ha cumplido los requisitos que establecen en la Regulación CONELEC 009/08, autoriza que la Central de Generación Hidroeléctrica "La Merced de Buenos Aires" ingrese en operación comercial con un precio de energía de 7,17 centavos/kWh. El costo total del proyecto financiado por el Gobierno Nacional fue de USD 3.500.000,00

Se dispone del estudio de repotenciación de la Central San Miguel de Car, ubicada en la parroquia Tufiño, cantón Tulcán, provincia del Carchi, para instalar un nuevo grupo generador de 1.5MW, con lo cual tendría un total de 4.4MW.

Se han concluido los estudios de factibilidad y diseño definitivo de la repotenciación de la Central Hidroeléctrica La Plata, ubicada en la Parroquia Maldonado, provincia del Carchi, con el objeto de aprovechar la hidrología de la zona.

Se encuentra en proceso la automatización de la Central el Ambi, ubicada en la provincia de Imbabura, con un costo de USD 814.000,00. Los trabajos comprenden cambio de reguladores de velocidad a tipo electrónicos; cambio de tableros de control tipo digital; e, implementación del sistema scada.

Para esta central se adquirió un rodete tipo turbina turgo por un valor de USD 296.500,00

Se realizó el equipamiento electromecánico de la Central la Playa, ubicada en Tulcán, provincia del Carchi, que incluye obras de tipo civil y electromecánico con una inversión de USD 200.000,00. Se adquirió los repuestos para turbinas a un costo de USD 125.600,00.

Se está implementando el software de mantenimiento de las centrales de generación, lo que permitirá optimizar sus actividades, tanto de mantenimiento predictivo, preventivo, y en casos de emergentes de falla o paro. Todo esto permitirá la optimización de la operación de las centrales.

ENERGIA GENERADA AÑO 2011 POR CENTRAL MWH

MES	CENTRALES HIDRAULICAS		
	AMBI MWH	SAN MIGUEL DE CAR MWH	LA PLAYA MWH
ENERO	3.775,45	1.995,63	709,79
FEBRERO	2.776,53	1.817,19	651,92
MARZO	3.884,87	2.052,77	642,76
ABRIL	2.670,71	1.979,53	616,88
MAYO	3.867,75	2.028,74	646,25
JUNIO	3.934,37	1.933,83	636,56
JULIO	3.385,62	2.007,05	635,11
AGOSTO	2.788,66	1.796,58	701,30
SEPTIEMBRE	2.157,22	1.222,91	638,37
OCTUBRE	3.448,90	1.829,40	662,33
NOVIEMBRE	2.692,99	1.798,66	640,81
DICIEMBRE	3.475,68	2.102,53	578,61
TOTAL MWH	38.858,75	22.564,83	7.760,69

INGRESOS NETOS POR CENTRAL AÑO 2011 USD

MES	CENTRALES HIDRAULICAS			INGRESOS MENSUALES USD
	AMBI MWH	SAN MIGUEL DE CAR MWH	LA PLAYA MWH	TOTAL
ENERO	133.233,85	71.506,62	36.536,26	241.276,72
FEBRERO	130.398,91	71.145,94	36.415,43	237.960,28
MARZO	132.408,24	71.606,46	36.621,95	240.636,65
ABRIL	131.357,98	71.484,35	36.962,64	239.804,97
MAYO	138.414,28	71.585,03	37.544,49	247.543,80
JUNIO	138.551,95	71.424,84	38.364,22	248.341,02
JULIO	137.536,37	71.560,21	39.001,64	248.098,22
AGOSTO	136.407,73	71.159,23	39.279,40	246.846,35
SEPTIEMBRE	135.225,00	70.088,77	39.159,72	244.473,50
OCTUBRE	137.609,34	71.216,45	39.202,25	248.028,04
NOVIEMBRE	136.200,57	71.143,79	39.159,25	246.503,61
DICIEMBRE	137.660,53	71.713,93	39.047,45	248.421,91
TOTAL MWH	1.625.004,76	855.635,61	457.294,69	2.937.935,07

4.10. Recaudación Vs. Facturación

En el año 2011 el índice de recaudación vs. Facturación incrementó en 0,60% en relación al año 2010 de acuerdo al siguiente detalle, cifras que fueron tomadas de la información que se entrega al fideicomiso mensualmente:

PORCENTAJE DE RECAUDACIÓN VS. FACTURACIÓN			
CONCEPTO	AÑO 2010	AÑO 2011	CRECIMIENTO
FACTURACIÓN	38.081.056,58	42.741.487,81	1.160.431,23
RECAUDACIÓN	37.340.209,98	42.167.319,47	4.827.109,49
PORCENTAJE	98,06%	98,66%	0,60%

ÍNDICES DE RECAUDACIÓN

ÍNDICE DE RECAUDACIÓN VS. FACTURACIÓN POR AGENCIA AÑO 2011			
Agencia	Recaudación	Facturación	% Recaudación VS. Facturación
Atuntaqui	2.549.104,17	2.577.051,19	98,92%
Bolívar	451.648,98	527.101,05	86,06%
Cayambe	5.682.850,94	5.699.878,13	99,70%
Cotacachi	1.479.187,53	1.485.519,19	99,57%
El Ángel	437.650,54	482.596,55	101,09%
Ibarra	12.056.292,85	12.358.963,77	97,58%
Mira	3.917.441,13	399.674,94	87,51%
Otavaló	9.894.460,99	9.415.642,40	99,78%
Pimampiro	460.207,64	414.228,98	86,96%
San Gabriel	1.405.725,99	1.404.379,57	99,95%
Sucumbíos	61.693,58	62.489,85	98,72%
Tabacundo	3.668.969,73	3.681.235,56	99,65%
Tulcán	3.880.168,67	3.880.647,44	99,99%
Urcuquí	441.093,71	452.129,18	97,56%
Totales	42.167.319,87	42.741.487,81	

En las agencias de Bolívar, Ibarra, Mira y Pimampiro los índices de recaudación vs. Facturación son menores en vista de que existen deudas de clientes afroecuatorianos que viven en las cuencas de los ríos Mira y Chota por un monto total de USD 1'055.934,99 con vencimiento de más de 30 días, información obtenida con corte al 31 de diciembre del 2011.

DEUDAS POR COBRAR CUENCAS DE LOS RÍOS MIRA Y CHOTA

DEUDAS POR PLAN DE LA CUENCA DE LOS RÍOS MIRA Y CHOTA AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011 CON MÁS DE 30 DÍAS DE VENCIMIENTO			
Plan	Sectores	Agencia	Monto de Deuda
31	Chota, Tulcán y Capulea	Ibarra	400.470,41
35	Naranjal, Guagrabamba, Hato de Chamanal, La Loma, Estación Carchi, Santa Ana, Convalencia	Mira	156.321,00

36	El Hato de Mira, San Luis, El Tablón, Chulte	Mira	
41	Pusir, La Piedra, Tumbatú, Piquilcho, Apaqui, Caldera, La Esperanza	Bolívar	392.666,04
44	Chalguayaco	Rimacpiro	166.477,54
TOTALES			1.055.934,99

4.11. CRÉDITOS OTORGADOS

Desde el mes junio del 2011 se realizaron visitas a las comunidades de Juncal, Carpuela, Chota, Pusir, Tumbatú, Piquilcho, Caldera y Chalguayaco con el fin de realizar recaudaciones en el sitio y llegar a acuerdos de pago de las deudas;

Llegándose a realizar en el año 2011 un total de créditos de 207 por un monto de USD 127.064,77 con plazos de pago que llegan hasta 99 meses para que el cliente vaya cancelando su deuda de acuerdo a sus posibilidades económicas de acuerdo al siguiente detalle:

CRÉDITOS OTORGADOS EN LA CUENCA DE LOS RÍOS MIRA Y CHOTA AÑO 2011				
Plan	Sectores	Agencia	Nº De créditos	Deuda Capital
41	Chota, Juncal y Carpuela	Ibarra	48	36.595,02
33	Naranjal, Guagrabamba, Hato de Chamanal, La Loma, Estación Carchi, Santa Ana, Conveleceña	Mira	17	8.949,66
36	El Hato de Mira, San Luis, El Tablón, Chulte	Mira	2	2.795,81
41	Pusir, La Piedra, Tumbatú, Piquilcho, Apaqui, Caldera, La Esperanza	Bolívar	125	60.187,01
44	Chalguayaco	Rimacpiro	15	18.537,27
TOTALES			207	127.064,77

4.12. SALDOS DE CARTERA VIGENTE Y VENCIDA

El saldo de cartera al 31 de diciembre del 2011 asciende a la cantidad de USD 3'687.889,59. Del total USD 1'687.821,62 corresponde a cartera vigente es decir que no se encuentra vencida que representa el 45,77%. La cartera vencida de USD 2'000.067,97 que representa el 54,23 % está distribuida de la siguiente forma deudas de las cuencas de los ríos mira y chota de USD 1'055.934,99 que representa del 52,79% de la cartera vencida y los USD. 944.132,98 restantes

representa el 47,21%.

Por otra parte en el mes de diciembre del 2011 se iniciaron las gestiones con la empresa REPORNE para firmar un convenio con el fin de realizar las recaudaciones en los diferentes Centros Autorizados de Recaudación en línea lo que ayudará a mejorar la atención al cliente en el cobro, por cuanto el cliente podría acercarse a cualquier punto de recaudación portando o no su factura de consumo de energía y podría realizar el pago sin ningún inconveniente, caso que no sucede actualmente que obligadamente tiene que presentar la factura para realizar el pago.

4.13. CRECIMIENTO DE CLIENTES

Al 31 de diciembre del 2011 EMELNORTE tiene un incremento del 5.98% en relación al año 2010, se presenta un detalle del crecimiento de abonados:

AÑO	CLIENTES	INCREMENTO	PORCENTAJE
2010	195.545	11.711	5,98%
2011	207.256		

4.14. FACTURACIÓN

La facturación de acuerdo al pliego tarifario vigente, durante el año 2011 se ha facturado a los clientes regulados de la empresa la cantidad de 459.753,26 MWh por un valor que asciende a USD 39'755.071,08; a un precio promedio de venta USD 8,72 centavos por cada KWh. Cuadro comparativo con el año 2010.

AÑO	FACTURA MWh	VALORES USD.	PROMEDIO KWh
2010	404.530,93	36'232.122,49	8,72
2011	459.753,26	39'755.071,08	8,96
Diferencia	55.222,33	3'522.948,59	0,24



CUADRO FACTURACIÓN POR TARIFAS

TARIFA	CLIENTES	CLIENTES %	ENERGIA FACTURADA kWh	ENERGIA FACTURADA %	DOLARES FACTURADOS	PRECIO PROMEDIO Ctvs/kWh
RESIDENCIAL	180.368,00	87,03	176.607.280,00	38,41	17.680.513,90	10,01
COMERCIAL	20.269,00	9,78	67.159.520,00	14,61	5.626.297,41	8,38
INDUSTRIAL	3.319,00	1,60	152.074.140,00	33,08	10.511.531,11	6,91
A. PUBLICO	14,00	0,01	33.839.000,96	7,36	3.852.901,34	11,39
OTROS	3286	1,59	30.073.325,40	6,54	2.083.827,32	6,93
TOTAL	207.256,00	100,00	459.753.266,36	100,00	39.755.071,08	8,72

Del total de clientes servidos por la Empresa en este año; el 87.03% corresponden al sector residencial; el 9.78% al sector comercial; 1.60% al sector industrial; y el 1.60% al resto de sectores como entidades oficiales, alumbrado público, bombeo de agua, auto – consumo, suministros y otros. De los usuarios residenciales se estima que el 63% son urbanos y el 37% rurales.

4.15. REDUCCIÓN DE PERDIDAS

AÑO	PERDIDAS	DISTRIBUCIÓN
2010	10,99%	12,10%
2011	9,66%	

Los proyectos propuestos para el año 2011 fueron financiados a través del Presupuesto General del Estado y por la EMPRESA, como constan en los Cuadros No 4.15.1 y No 4.15.2.

Cuadro No 4.15.1 PROYECTOS FINANCIADOS CON PRESUPUESTO DEL ESTADO

Nº	NOMBRE DEL PROYECTO	PRESUPUESTO DEL ESTADO	TIPO DE PROYECTO
		\$	
1	Cambio a red pre ensamblada en Alpachaca	365.327,00	Proyecto del PLANREP
2	Sistema prepago para sectores del Chola	141.224,00	Proyecto del PLANREP

Cuadro No 4.15.2 PROYECTOS FINANCIADOS POR EMELNORTE

Nº	NOMBRE DEL PROYECTO	PRESUPUESTO DE LA EMPRESA		OBSERVACIONES
		INVERSIÓN	OPERACIÓN	
1	Tele gestión para abonados especiales Cayambe, Tabacundo	100.000,00		Sistema de control y medición remoto para 300 abonados
2	Instalación de Totalizadores	7.282,00		Los medidores y material fueron adquiridos en años anteriores, sin embargo se contempló éste rubro para herramientas.
3	Revisión de sistemas de medición abonados masivos y especiales		50.000,00	El presupuesto fue para la adquisición de un analizador de carga para MT.
4	Ampliación del sistema de Telemedición en San Antonio	140.000,00		Completar la instalación por transformador.
	TOTAL	247.282,00	50.000,00	



Alcance y Ejecución de los Proyectos de los cuadros No 4.15.1 y 4.15.2

- **Cambio a red pre ensamblada en Alpachaca.** Fue reemplazado el conductor desnudo la red de BT por conductor concéntrico, incluyendo el cambio de conductor de las acometidas de los 1.700 beneficiarios.
- **Sistema de medición prepago para sectores del Chota:** Ambuquí, Juncal y Carpuela.
- **Se adquirió 900 medidores de sistema Prepago, software del manejo del sistema y venta de recargas de valores.** Los beneficiarios en un principio eran los abonados de Ambuquí, Juncal y Carpuela, pero debido a la conflictividad de la población en la sustitución de los medidores anteriores por los Prepago, se instalará únicamente en el sector denominado Playa de Ambuquí; el resto de medidores se instalará en otros sitios previamente establecidos.
- **En el transcurso del año 2011 se instalaron 100 medidores totalizadores en la ciudad de Ibarra, los materiales utilizados fueron adquiridos en años anteriores, razón por la cual los valores presupuestados son bajos.** Con la instalación de los 100 medidores logramos el monitoreo de aproximadamente 6.000 abonados.
- **Con el presupuesto asignado se logró ampliar el sistema de Tele medición en San Antonio de Ibarra, a 500 abonados, además hemos podido completar el registro de energía entregada por transformador, de tal manera que mantengamos el control de abonados por transformador.**

4.16. RESULTADOS ENERGÍA INCORPORADA Y DÓLARES RECUPERADOS

En el año 2011 los resultados no corresponden a los cuatro proyectos detallados anteriormente, porque su ejecución se cumplió hasta finales del 2011 incluso el sistema Prepago aún no se ha implementado, además para apreciar el mejoramiento de la facturación al menos debemos esperar el segundo mes de facturación, por consiguiente la recuperación de energía de dichos proyectos será cuantificada en el año 2012.

La energía incorporada en el año 2011, más bien se debe a los resultados de los proyectos realizados en el año 2010; en el siguiente cuadro se resumen la recuperación lograda.



**RECUPERACIÓN DE ENERGÍA NO FACTURADA, INCORPORADA Y
DÓLARES RECAUDADOS SEGÚN EL PROYECTO**

NOMBRE DEL PROYECTO	ENERGÍA NO FACTURADA	ENERGÍA INCORPORADA	COBROS POR ENERGÍA	COBROS POR REVISIÓN DE INSTALACIONES
	KWh	KWh	\$	\$
Revisión de sistemas de medición abonados masivos y especiales	22.722	252.667	66.501,38	1.200,00
Tele medición San Antonio		120.000	10.800,00	
Proyecto Tulcán (cambio de acometidas y medidores en el centro)		108.000	9.720,00	
Detección de contravenciones	850.861		28.093,24	15.500,00
TOTAL	873.583	480.667	115.114,62	16.700,00
TOTAL RECUPERACIÓN		1.354.250		131.814,62

Fuente: U.C.P. enero 2011

- En cuanto a las revisiones de abonados masivos y especiales se ha logrado una recuperación de energía no Facturada 22.722 KWh y como energía incorporada de 252.667 KWh.
- Con el proyecto de Telemedición de San Antonio hemos logrado incorporar a la facturación mensual de los 1.100 abonados en promedio 10.000KWh/mes, en el año 120 MWh y en dólares USD 10.800. Este resultado representa la reducción de 0,026% de Pérdidas no Técnicas de energía.
- El proyecto en Tulcán concluyó en el mes de octubre del año 2010, a partir de la facturación de enero 2011 se obtuvo como resultado el mejoramiento en la facturación mensual de los 1.700 abonados en 9.000 KWh/mes al año es 108 MWh, lo cual contribuye a reducir las Pérdidas no Técnicas en 0,023%.
- La recuperación de energía y dólares por detección de contravenciones en el cantón Ibarra, asciende a 850.861KWh, y en dólares USD 28.093,24 por energía y USD 15.500 por revisión de las instalaciones.
- La recuperación de Pérdidas no Técnicas de energía en el año 2011 fue de aproximadamente 1.354 MWh y la recaudación de USD 131.814,62.

5. ASPECTO ECONÓMICO Y FINANCIERO 2011

La gestión del ejercicio económico 2011 se sujetó a las disposiciones de las leyes del sector público, Ley Orgánica de Empresas Públicas y Ley de Compañías, todas las acciones ejecutadas, dentro de los aspectos financiero, administrativo, técnico y otros se han enmarcado bajo los principios básicos de equidad, honestidad, eficiencia y efectividad, optimizando los recursos disponibles, orientados hacia los objetivos propuestos en el plan estratégico y operativo, sujetándose siempre a las leyes y reglamentos vigentes.

En este año se liquidaron todas las obras del Plan Ecuador que fue referente de la Empresa y uno de los proyectos emblemáticos por parte del Estado llegando a los sectores de la Unión-Centro, Rio Verde Bajo, Colonia, Ojala, Lita Durango, Sabalera, Rio Verde Medio, Cerro Meza, Toctoni, Verde Alto, Gualpi Alto, Tronqueria, Paylon hasta San Marcos, Chical, Maldonado, Paylon, Peñas Blancas, Angostura y la Comunidad Awa en Esmeraldas, cerca de la frontera realizando enormes esfuerzos para llegar a los lugares en mención.

Análisis de los Estados Financieros del ejercicio económico 2011

Comportamiento de las principales cuentas de los estados financieros, con sus respectivas comparaciones entre los períodos económicos 2010 y 2011.

5.1. COMPORTAMIENTO DEL ACTIVO 2010 – 2011

En el siguiente cuadro, se observa el comportamiento de las principales cuentas del activo comparadas con el año 2010.

ACTIVOS	Año-2010	Año-2011	VARIACIÓN	%
ACTIVO CORRIENTE	33.173.023,96	32.138.474,32	-1.034.549,64	-3,1%
ACTIVO NO CORRIENTE	73.866.786,59	82.982.820,96	9.116.034,37	12,3%
ACTIVO FIJO	58.805.166,90	81.933.986,97	23.128.820,07	39,3%
OTROS ACTIVOS	15.061.619,69	1.048.833,99	-14.012.785,70	-93,0%
TOTAL ACTIVOS	107.039.810,55	115.121.295,28	8.081.484,73	7,5%

5.1.1. Cuentas del Activo

Las cuentas de Activos, totales, cuyo valor neto al 31 de diciembre del año 2011 fue de USD 115'121.295,28 dólares; cifra que se incrementó en un 7,5% respecto del valor registrado en el año 2010; las causas de esta variación son las siguientes:

- Al cierre del período, la empresa cuenta con un saldo en Bancos de USD 12'889.374,15 en relación al año 2010 que fue de USD 10'443.687,46 obteniendo un incremento de USD 2'445.686,69 para cubrir los diferentes costos y gastos que demanda la actividad de la Empresa, de igual forma los requerimientos de inversiones para expansión e inversiones para reposición, previstos para la ejecución de las obras programadas por la Administración de la Empresa.
- En el rubro Fideicomiso el monto ascendió USD a 2'719.517,27 en relación al año 2010 que fue de USD 2'455.583,76 con un incremento del 10,75% que se refiere a la recaudación del mes de diciembre 2011. Estos recursos sirvieron para cancelar los compromisos adquiridos tanto por gastos de operación como de inversiones.
- Se han reclasificado las cuentas del activo corriente y activo no corriente bajo el esquema NIFF, en lo que se refiere al activo no corriente, se determina un aumento significativo en la cuenta por cobrar a largo plazo entre el año 2010 por el valor de USD 451.500,25 y 2011 USD 5'753.682,96, esto se debe a que además de los anticipos concedidos a empleados y trabajadores en plazos mayores a un año se incluyen las cuentas por cobrar de cartera a abonados y cuentas por cobrar al Estado que han superado los 360 días.
- Los activos fijos se incrementaron por la construcción de la Central Buenos Aires financiada con asignaciones del Estado, al 31 de Diciembre 2011 tiene una inversión de USD 2'874.407,99; Proceso de Automatización de la Central Ambi con un anticipo de USD 450.000,00 la misma que concluirá en el año 2012, Ampliación la Línea 69 kV de Subtransmisión Chota – la Carolina por el valor de USD 2'389.992,73, de las Subestaciones de Distribución la Carolina 5MVA-69/13 USD 1'461.525,96 y Alpachaca USD 2'910.347,42, construcción de nueve obras FERUM 2011 por el monto total de USD 1'245.024,57 cabe señalar que se incluyen las obras del Plan Ecuador con un total de quince obras ejecutadas en Tulcán, San Lorenzo e Ibarra por el monto de USD 3'840.154,00 que fueron parte del FERUM 2010 y que se concluyeron en el año 2011, diez Convenios de Electrificación clasificados en cuarenta y un obras financiados con recursos de la Empresa y los Gobiernos Municipales por el monto de USD 313.351,86 en el área de Concesión de Emelnorte.
- Podemos indicar que existe una disminución considerable en la cuenta Otros Activos, esto se debe principalmente por dos causas en la presentación de los Estados Financieros 2011: la primera por la reclasificación de la cuenta Construcciones en Curso que se consideran como parte de Propiedad, Planta y Equipo y la segunda se incrementó la Provisión de cuentas Incobrables a largo plazo en aplicación de NIFF.

- Cabe señalar que en el año 2010 la cuenta obras en construcción era de USD 11'190.380,81, y para el año 2011 fue de USD 6'229.287,93 existiendo una disminución por esta cuenta de USD 4'961.092,88; debido a que se liquidaron las obras pendientes del FERUM 2010 y pasaron a formar parte del activo.

5.2. COMPORTAMIENTO DEL PASIVO Y PATRIMONIO 2010 – 2011

En el siguiente cuadro, se observa el comportamiento de las principales cuentas del pasivo y patrimonio comparadas con el año 2010.

DETALLE	AÑO 2010	AÑO 2011	VARIACIÓN	%
PASIVO	27.983.975,85	37.832.086,90	9.848.111,05	82%
PASIVO CORRIENTE	12.048.537,37	12.125.913,38	77.376,01	0,6%
PASIVO NO CORRIENTE	15.935.438,48	25.706.173,52	9.770.735,04	61,3%
		22,33%		
PATRIMONIO NETO	79.055.834,70	77.289.208,38	-1.766.626,32	-2,2%
CAPITAL SOCIAL	15.938.972,82	68.083.652,84	50.144.680,32	314,6%
APORTACIONES	57.744.693,72	2.263.304,60	-55.481.289,12	-96,1%
RESERVA LEGAL	809.928,13	809.928,13	0,00	0,0%
RESERVA DE CAPITAL	4.562.340,33	8.132.422,81	3.570.082,48	78,3%
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	107.039.810,55	115.121.295,28	8.081.484,73	7,5%

5.2.1. Cuentas del Pasivo y Patrimonio

Los pasivos u obligaciones con terceros a largo plazo representan el 22,33% del total del pasivo y patrimonio. El valor registrado en las cuentas del pasivo al 31 de diciembre de 2011 fue de USD 37'832.086,90; en esta cifra se incluyen pasivos de corto y largo plazo.

- La principal variación se refiere al incremento en la cuenta de Pasivos Laborales que de USD 15'935.438,48 en el año 2010, para el año 2011 ascendió a USD 25'706.173,52 debido a que por aplicación de NIIF la empresa debió reconocer el total del estudio establecido por la forma de cálculo actuarial de la firma actuaria Logaritmo.
- Disminución del Patrimonio por Aplicación de NIIF, debido a la compensación por el Mandato Constituyente N° 15.

5.3. COMPORTAMIENTO DE LOS INGRESOS Y GASTOS 2010 – 2011

DETALLE	Año 2010	Año 2011	VARIACIÓN	
INGRESOS	45.905.649,16	48.710.701,71	2.805.052,55	6,1%
INGRESOS DE OPERACIÓN	44.417.558,60	47.098.623,48	2.681.066,88	6,0%
INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN	1.488.092,56	1.612.078,23	123.985,67	8,3%
COSTOS Y GASTOS	44.980.765,66	49.200.727,88	4.209.962,22	9,4%
COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	44.570.439,19	49.200.727,88	4.630.288,69	10,4%
GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN	420.326,47	0,00	-420.326,47	-100,0%
RESULTADOS DEL EJERCICIO	914.883,50	-490.026,17	2.859.963,68	147,0%

- Los ingresos están conformados por: Venta de energía abonados, Venta de energía generada, reconocimiento de Déficit Tarifario y Otros Ingresos, por tanto para el año 2010 fueron de USD 45'905.649,16 mientras que para el año 2011 suman USD 48'710.701,71 existiendo una variación de USD 2'805.052,55 equivalente al 6,1% de incremento.
- Los costos y gastos se componen por: Costo de energía, mano de obra, materiales, servicios, depreciaciones, y otros gastos los mismos que para el año 2010 fue de USD 44'980.765,66 mientras que para el año 2011 ascendieron a USD 49'200.727,88 existiendo un incremento de USD 4'209.962,22 que corresponde al 9,4% más que el año anterior.

5.4. Resultado del Ejercicio

El resultado del ejercicio se obtiene de la comparación entre los ingresos generados por la Empresa y los gastos realizados en el mismo período; durante el ejercicio económico 2011 se obtuvo como resultado del ejercicio un déficit de USD 490.026,17 Las principales causas de ésta variación son:

- Por la compensación de una parte del Déficit Tarifario cuyo valor asignado fue de USD 3'719.213,37 por parte del Estado afectando los ingresos en relación a lo que se consideró en la modificación presupuestaria por un valor de USD 8'261.103,00.
- La variación de los costos y gastos de operación en relación al año 2010, se debe a que bajo la presentación de los Estados Financieros NEC las costos operativos se tenían desagregados excepto los gastos ajenos a la operación y en aplicación de NIIF para el año 2011, se clasifican en costos de operación, gastos de ventas, gastos de administración y gastos financieros en su presentación donde se refleja con mejor precisión los gastos operativos.
- Cabe mencionar que en la Liquidación Presupuestaria se obtuvo un superávit de USD 2'202.169,74, la diferencia se explica básicamente

porque en el presupuesto no se consideró la provisión para jubilación y obligaciones patronales.

6. SISTEMAS

6.1. Red privada de comunicaciones subestaciones.-

Se instaló 7,4 Km. fibra óptica entre las subestaciones de EMELNORTE y las agencias de las ciudades de Otavalo, Cotacachi, San Gabriel y Tulcán respectivamente, para interconectar los medidores ION de los alimentadores primarios, para su toma automática de lecturas. Además se instaló en la Subestaciones correo electrónico institucional, telefonía IP, acceso a las aplicaciones corporativas.

Beneficios:

- *Mejorar la atención a nuestros usuarios.*
- *Mejorar los índices de gestión*
- *Ampliar la red privada de comunicaciones de EMELNORTE*
- *Mejorar los sistemas de comunicaciones*
- *Preparar a las redes para los sistemas SCADA.*

6.2. Sistema de información integrado.

Se implementaron como parte del Sistema de Información Integrado de EMELNORTE:

- **Sistema de Atención de Reclamos (SAR):** En cumplimiento con la regulación CONELEC – 012/08 se implementó este software para la atención de reclamos de los usuarios de las empresas eléctricas, utiliza tecnología web.
- **Sistema de control de Presupuestos de Obras Eléctricas:** Automatiza los cálculos de presupuestos de las obras que se realizan en el área de construcciones, utiliza tecnología web.
- **Sistema de manejo de asistencia:** Para la toma de datos de los relojes biométricos de control de asistencia y la administración de esta información.
- **Mantenimiento continuo de los componentes del Sistema de Información Integrado:** (módulos del área financiera, área técnica, área comercial). Cabe señalar que actualmente poseemos cerca de 25 subsistemas: contabilidad, presupuesto, bodegas, anexo transaccional, datamart, extrafacturación, nómina, órdenes de pago, órdenes de trabajo,

tesorería y bancos, activos fijos, control de garantías, control de transporte, control de mercado, etc.) y en el sistema comercial SIEEQ (implantado por la Empresa Eléctrica Quito) cerca de 12 módulos: administración, créditos, facturación, datamart, lecturas, matrícula, medidores, pérdidas, recaudación, solicitudes y reclamos, suspensiones, etc.)

- **Sistema de gestión documental:** Gestor documental empresarial basado en el software Alfresco edición comunidad, el cual actualmente maneja el proceso de notificaciones hacia/desde presidencia hacia los directores de área dentro de la empresa.
- **Sistema de Telemedición:** Sistema para la automatización de la lectura de consumos, suspensión y reconexión automática. Se desarrolló la respectiva interface hacia el sistema comercial.

6.3. Sistema de Telemedición

La instalación del sistema de Tele medición en San Antonio de Ibarra, provincia de Imbabura. El proyecto benefició a 1.100 abonados concluyó en el mes de marzo del 2011. El sistema también contempla la medición por transformador. A parte de todos los beneficios técnicos de este sistema, tenemos una reducción de 0,026% de Pérdidas no Técnicas de energía.

7. TALENTO HUMANO.-

Análisis sobre el número de trabajadores en el período 2007 – 2011

Total de Trabajadores de EMELNORTE por tipo de contrato							
Año	Personal de Planta		Contratos		Total	Número Abonados	Relación A/T
	Código del Trabajo	LOEP	Código del Trabajo	LOEP			
2007	305		1		306	172,554	563.90
2008	299		106		405	181,751	448.77
2009	392		164		556	188,970	339.87
2010	298	195	111		604	195,545	323.75
2011	348	194	19	31	592	207,258	350.09

En el número de trabajadores, se incluye todo el personal que realiza actividades de lecturas, cortes, reconexiones, que otras Empresas del sector subcontrata como servicios especializados y por tanto no incluyen en su nómina.

Cabe mencionar que en el año 2008, ingresaron a nómina el personal que hasta ese año, mantenían contratos ocasionales, y por aplicación del Mandato Constituyente No. 8, fueron asumidos por la Empresa.

En el año 2009, por resolución del Ministerio de Relaciones Laborales, se incluyeron en nómina el personal que venía realizando las actividades de lecturas, cortes y reconexiones a través de Empresas Especializadas.

En el año 2010, se contrató nuevo personal, para completar los requerimientos destinados a las actividades de lecturas, cortes y reconexiones así como a la fiscalización y control del programa FERUM.

Es necesario mencionar que el índice de número de abonados por trabajador, ha disminuido desde el 2007 al 2011, por las inclusiones de trabajadores analizadas anteriormente.

A diciembre del 2011, EMELNORTE cuenta con el siguiente talento humano:

DESCRIPCIÓN	AÑO 2011
Servidores de Carrera (Jefes Departamentales)	23
Servidores de Libre Designación y Remoción	7
Servidores de Carrera	164
Obreros	348
Contratos Código de Trabajo	31
Provisionales LOEP	19
TOTAL ACTIVOS	592

8. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS SOBRESALIENTES DEL AÑO 2011

8.1. Mejora la infraestructura física.-

Después de terminar el proceso de adjudicación del concurso para la construcción de edificio para la matriz de EMELNORTE en la ciudad de Ibarra, se adjudicó la obra en marzo 2012 para su ejecución con un plazo aproximado de un año.

8.2. Remodelación área atención al cliente.-

En Enero de 2011 en la matriz de Ibarra, se empezó la remodelación de una área destinada para atención al cliente, aquí se ubicó todo lo que tiene relación con requerimientos de clientes, (nuevos servicios, cambios de medidor, cambios de tarifa, reclamos) así como también el área destinada para recaudación. La remodelación se realizó en un edificio tipo colonial de propiedad de Emelnorte, con una superficie aproximada de 704 m² en la cual se conservó la arquitectura primaria, el costo aproximado fue de USD 150.000,00.

8.3. CONTRATACIONES.-

En el año 2011, toda la contratación de bienes, servicios, consultoría, licitación, se han realizado de conformidad a lo determinado en la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, su Reglamento y Resoluciones del INCOP. Los procesos más grandes se han realizado a través de la subasta inversa electrónica, por un valor de USD 7.390.628 equivalente al 11.59% del presupuesto aprobado.

Todos los procesos de obras, bienes y servicios se han ejecutado en un 100%. El valor total de contrataciones fue de USD 10.616.774,31 en comparación al valor presupuestado y aprobado esto es de USD 11.983.788,10, determinando que en el año 2011 EMELNORTE ahorró USD 1.337.013,79 equivalente a un 11,41%, dado el uso del Portal de Compras Públicas.

8.4. CONSULTORIA MANUALES DEL TALENTO HUMANO

En julio del 2011 se contrató una consultoría externa para la Administración del Talento Humano para la Elaboración de la Estructura Organizacional por Procesos; actualización de Manuales de Procedimientos de Funciones, de Clasificación y Valoración de Puestos por Competencias, Determinación de la Escala Salarial, Guía de Capacitación. Implementación de Procesos. Los resultados ha conocido y aprobado el Directorio en marzo del 2012 y estamos en proceso de socialización del documento con las trabajadoras y trabajadores; servidoras y servidores de la Empresa.

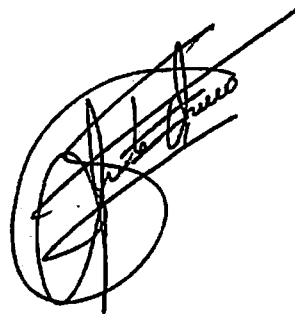
8.5. DECIMO OCTAVO CONTRATO COLECTIVO

Considerando que en los últimos cuatros años se inició un cambio en las leyes del país, especialmente del sector eléctrico con la creación de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, varios Decretos Ejecutivos de la Presidencia de la República y resoluciones del Ministerio de Relaciones Laborales, lo cual paralizó la contratación colectiva; por lo que después de un arduo trabajo con la dirigencia laboral de la Empresa se negoció en concordancia con la normativa vigente el Décimo Octavo Contrato Colectivo, que estuvo pendiente desde el año 2008. El cambio más trascendental contenido en este Contrato está la Clasificación de los trabajadores en Servidoras y Servidores; y, Obreras y Obreros. El Contrato Colectivo solo ampara a las obreras y obreros.

A handwritten signature or mark, possibly initials, located in the bottom right corner of the page.

8.6. COMPROMISOS CON LA COMUNIDAD.-

En razón que los programas de electrificación FERUM se ejecutan en sitios cada vez más alejados de los centros poblados urbanos y rurales, en coordinación con la Dirección de Distribución y el Departamento de Promoción Social se preparan brigadas de trabajadores para levantar un mapa de actores y necesidades concordantes a nuestra competencia como empresa eléctrica, articulada y coordinada con los Gobiernos autónomos locales del sector rural más alejado de nuestra área de concesión, con el objetivo de socializar con las comunidades los beneficios de la electrificación y un compromiso con la comunidad en las instalaciones básicas internas, toma de lecturas, entrega de facturas y pago de planillas. Cabe resaltar el trabajo realizado para la electrificación de las comunidades de los pueblos AWA, pese a la gran distancia (10 horas caminando) se coordinó con los directivos del pueblo AWA, ubicados en las provincias de Imbabura, Carchi y Esmeraldas, de manera especial con la Dirección Intercultural Bilingüe AWA, de esa manera se pudo ingresar sin tener dificultades, se ha cumplido la electrificación en un lugar muy alejado de la civilización. La comunidad AWA está muy agradecida con EMELNORTE, pero sobre todo con el Presidente Rafael Correa, manifiestan que al fin se acordaron de ellos.

A handwritten signature in black ink, appearing to be "Rafael Correa", written over a circular stamp or seal.