

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE CIENCIAS

**ANALISIS DE INVERSIONES DEL SECTOR HIDROELECTRICO
NACIONAL EN EL PERIODO 2000-2005, MEDIANTE LA
CONSTRUCCION DE INDICADORES DE GESTION Y
PLANTEAMIENTO DE ESTRATEGIAS FINANCIERAS EN BASE AL
ESQUEMA FRICTO.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN CIENCIAS
ECONOMICAS Y FINANCIERAS**

**ALEX EDUARDO ARMIJOS AGUILAR
GUSTAVO ADOLFO ZAMBRANO RIVADENEIRA**

DIRECTOR: ECO. OSWALDO MIÑO

QUITO, ENERO DE 2008

DECLARACIÓN

Nosotros, Alex Eduardo Armijos Aguilar, Gustavo Adolfo Zambrano Rivadeneira declaramos bajo juramento que el trabajo aquí escrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Alex Eduardo Armijos Aguilar

Gustavo Adolfo Zambrano Rivadeneira

CERTIFICACIÓN

Certifico que le presente trabajo fue desarrollado por Alex Eduardo Armijos Aguilar y Gustavo Adolfo Zambrano Rivadeneira, bajo mi supervisión.

Eco. Oswaldo Miño
DIRECTOR DE PROYECTO

DEDICATORIA

Todo el esfuerzo puesto en este trabajo lo quiero dedicar principalmente a mi madre **MARIANA RIVADENEIRA**, quién con su amor, su ejemplo, su comprensión, sus sabios consejos y valiosas enseñanzas, se ha convertido en mi inspiración y que además con su presencia a contribuido ha formarme como una persona con sueños y con conciencia de que si se trabaja duro y con responsabilidad se pueden alcanzar todas las metas trazadas. MIL GRACIAS MADRE por regalarme la dicha de estar a tu lado.

A mi padre **ADOLFO ZAMBRANO** quien es para mí un ejemplo a seguir y modelo de admiración, a mis hermanos **MARCO** y **ERIKA**, por su apoyo y confianza en cada una de las actividades emprendidas. Quienes con sus palabras de aliento y muestras de amor constituyen el pilar fundamental en mi vida y artífices del logro conseguido.

A mi segunda madre **LAURA ZAMBRANO**, quien merece mención especial ya que ha sido el soporte durante mis años universitarios, y supo tenderme su mano amorosa y generosa en todos los momentos en los que las actividades se hacían difíciles. Para ella mi eterna gratitud e infinito cariño.

A la memoria de un ser muy especial, mi abuelo **MARCO RIVADENEIRA**, quién en vida se convirtió en mi gran amigo y consejero, entregándome toda su dedicación y cariño a todo momento. Su recuerdo vivirá en mí por siempre. Gracias abuelito.

Una especial dedicatoria a la mujer quien ha estado presente en la parte más importante de mi vida y que con su amor incondicional, y sincera comprensión supo acompañarme estos últimos años y formar parte importante en la consecución de esta meta, para ti **KATHY** un perenne reconocimiento.

Gustavo

DEDICATORIA

A **DIOS**, que es mi cuna y génesis; mi adalid eterno, que permite mi desarrollo espiritual, mental y humano.

A **MERY AGUILAR**, más que mi mamá es mi mejor amiga, y me ha enseñado, el verdadero valor de la vida; a **EDUARDO ARMIJOS**, mi papá que siempre me apoyó incondicionalmente en la realización del presente proyecto, y finalmente a mis hermanas **MARÍA GABRIELA** y **MARÍA LORENA**, por ser mi soporte; a las que siempre adoraré con toda mi alma, y las personas que sin ellas no habría podido concebir esta tesis.

Alex

AGRADECIMIENTO

En primera instancia un sentido agradecimiento al Eco. Oswaldo Miño, nuestro Director de Proyecto de Titulación, quién con toda su experiencia supo brindarnos su amistad, guía y consejos para la consecución del presente trabajo, y que siempre estuvo dispuesto a ofrecernos su conocimiento y ayuda.

A nuestros padres, Dr. Adolfo Zambrano e Ing. Eduardo Armijos, quienes con mucha paciencia supieron entregar todos sus conocimientos y valiosas críticas a nuestro trabajo. Esto constituyo pieza fundamental para consolidar el éxito.

Eterna gratitud a nuestras familias quienes son las dignas merecedoras de todo este esfuerzo, debido a todas sus enseñanzas, consejos y entera dedicación, todo con el fin de convertirnos en personas capaces e ineludicables.

A una persona especial, Nelly quién colaboro extensamente proporcionándonos los datos y la información necesaria para el desarrollo de este trabajo. Sin escatimar tiempo ni recursos, para ella un sentido reconocimiento.

Finalmente a todos quienes de una u otra forma coadyuvaron para la finalización del presente Proyecto de Titulación, al Ing. Alberto Grijalva que con sus acertadas observaciones colaboro para la adecuada elaboración de este trabajo.

Gustavo

Alex

CONTENIDO

Página

CAPITULO I

1 INTRODUCCION.....	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
1.2.1 FORMULACION DEL PROBLEMA.....	5
1.3 OBJETIVOS.....	5
1.3.1 OBJETIVO GENERAL.....	5
1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	6
1.4 HIPOTESIS.....	6
1.4.1 HIPOTESIS GENERAL.....	6
1.4.2 HIPOTESIS ESPECIFICA.....	6
1.5 JUSTIFICACION.....	7
1.5.1 JUSTIFICACION TEORICA.....	7
1.5.2 JUSTIFICACION METODOLOGICA.....	7
1.5.3 JUSTIFICACION PRACTICA.....	8
1.6 METODOLOGIA.....	8
1.6.1 METODO CIENTIFICO.....	8
1.6.2 MODALIDAD BASICA DE LA INVESTIGACION.....	8
1.6.3 NIVEL O TIPO DE LA INVESTIGACION.....	9
1.6.4 METODOS.....	10
1.6.5 TECNICAS.....	10

CAPITULO II

2. MARCO DE REFERENCIA.....	11
2.1.MARCO TEORICO.....	11
2.1.1. CONTEXTO ELECTRICO NACIONAL.....	11
2.1.2. LEGISLACION NACIONAL SOBRE ENERGIA.....	11
2.1.3. EL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO.....	13
2.1.4. ETAPAS DE LA INDUSTRIA ELECTRICA.....	15

2.1.4.1. <i>Generación</i>	15
2.1.4.2. <i>Transmisión</i>	16
2.1.4.3. <i>Distribución</i>	16
2.1.5. ESTADO DE LA DEUDA.....	16
2.1.5.1. <i>Fondo de Solidaridad</i>	17
2.1.5.2. <i>Deuda del Estado con el ex INECEL</i>	17
2.1.5.3. <i>Deuda del ex INECEL con el Estado</i>	19
2.1.5.4. <i>Deuda Externa</i>	19
2.1.6. DEMANDA Y ENERGIA ELECTRICA DISPONIBLE.....	21
2.1.7. POTENCIA ELECTRICA INSTALADA DE GENERACION.....	25
2.2. MARCO CONCEPTUAL.....	27
2.2.1. HIDROELECTRICIDAD.....	27
2.2.1.1. <i>Desarrollo de la energía hidroeléctrica</i>	27
2.2.2. HISTORIA.....	29
2.2.3. CENTRALES HIDROELECTRICAS.....	30
2.2.3.1. <i>Características de una central hidroeléctrica</i>	30
2.2.3.2. <i>Modalidad de generación</i>	31
2.2.4. PRINCIPALES PROYECTOS HIDROELECTRICOS.....	32
2.2.4.1. <i>Plantas hidroeléctricas en el Ecuador</i>	33
2.2.4.2. <i>Hidropaute</i>	33
2.2.4.3. <i>Hidroagoyán</i>	35
2.2.4.4. <i>Hidronación</i>	36
2.2.4.5. <i>Elecaustro</i>	37
2.2.5. SISTEMAS HIDROGRAFICOS DEL ECUADOR.....	39
2.2.6. MERACDO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).....	42
2.2.7. LOS FIDEICOMISOS.....	43
2.2.8. LAS TARIFAS.....	45

CAPITULO III

3. ESTUDIO DE INVERSIONES.....	47
3.1. EPIGRAFE.....	47
3.2. INVERSIONES.....	48
3.2.1. INVERSION.....	48

3.2.2. INVERSIONES TEMPORALES.....	48
3.2.3. INVERSIONES A LARGO PLAZO.....	49
3.2.3.1. <i>Las inversiones en acciones</i>	50
3.2.4. LAS METAS DE LAS INVERSIONES.....	51
3.2.5. LA MEDICION DEL RENDIMIENTO.....	52
3.2.5.1. <i>Medición del rendimiento en el período de tenencia (HPR)</i>	52
3.2.5.2. <i>El producto en el período de tenencia (HPY)</i>	53
3.2.5.3. <i>HPR y HPY anualizados</i>	54
3.2.6. LA MEDICION DEL RIESGO.....	56
3.2.7. LAS CLAVES DE LA INVERSION.....	57
3.2.8. CAUSAS DE LA CRECIENTE CRISIS ENERGETICA.....	59
3.3. ANALISIS FINANCIERO DE INVERSIONES EN EL SECTOR HIDROELECTRICO NACIONAL (SHN).....	60
3.4. METODOS DE VALORACION DE INVERSIONES.....	61
3.4.1. ANALISIS FODA PARA EL SHN.....	61
3.4.1.1. <i>¿Cómo se identifican los elementos el análisis?</i>	63
3.4.2. EL MEDIO AMBIENTE EXTERNO: OPORTUNIDADES Y AMENAZAS DEL SHN.....	65
3.4.2.1. <i>Oportunidades para el Sector Hidroeléctrico Nacional</i>	65
3.4.2.2. <i>Amenazas sobre el Sector Hidroeléctrico Nacional</i>	66
3.4.3. EL MEDIO AMBIENTE INTERNO: FORTALEZAS Y DEBILIDADES DEL SHN.....	68
3.4.3.1. <i>Fortalezas del Sector Hidroeléctrico Nacional</i>	68
3.4.3.2. <i>Debilidades del Sector Hidroeléctrico Nacional</i>	68
3.4.4. LA MATRIZ FODA.....	69
3.4.4.1. <i>Estrategias</i>	69
3.4.4.2. <i>La dimensión del tiempo y la matriz FODA</i>	71
3.4.5. ANALISIS FODA POR FUNCION SUSTANTIVA.....	71
3.4.5.1. <i>Fortalezas</i>	71
3.4.5.2. <i>Debilidades</i>	72
3.4.5.3. <i>Oportunidades</i>	72
3.4.5.4. <i>Amenazas</i>	73
3.4.6. ESTRATEGIAS.....	74

3.4.6.1. <i>MAXI-MAXI (Fortalezas y Oportunidades)</i>	74
3.4.6.2. <i>MAXI- MINI (Fortalezas y Amenazas)</i>	74
3.4.6.3. <i>MINI-MAXI (Debilidades y Oportunidades)</i>	74
3.4.6.4. <i>MINI-MINI (Debilidades y Amenazas)</i>	75
3.4.7. VALOR PRESENTE NETO (VPN).....	76
3.4.8. TASA INTERNA DE RENDIMIENTO (TIR).....	77
3.4.9. PERIODO DE RECUPERACION DESCONTADO (PRD).....	80
3.4.10. INDICE DE RENTABILIDAD (IR).....	82
3.4.11. RENTABILIDAD CONTABLE PROMEDIO (RCP).....	82
3.5. PROYECTOS DE INVERSION HIDROELECTRICOS.....	84
3.6. CALCULO Y VALORACION DE INVERSIONES PARA PROYECTOS HIDROELECTRICOS.....	88
3.6.1. PERIODO DE RECUPERACION DESCONTADO.....	89
3.6.2. INDICE DE RENTABILIDAD (IR).....	93
3.6.3. RENTABILIDAD CONTABLE PROMEDIO (RCP).....	93
3.6.4. TASA INTERNA DE RENDIMIENTO (TIR).....	95

CAPITULO IV

4. INDICADORES DE GESTION FINANCIERA.....	100
4.1. TIPOS DE INDICADORES.....	100
4.1.1. INDICADORES DE RESULTADOS.....	100
4.1.2. INDICADORES DE PROCESOS.....	100
4.1.3. INDICADORES DE ESTRUCTURA.....	101
4.2. ESTABLECIMIENTO DE VARIABLES.....	102
4.2.1. RECURSOS LIQUIDOS DISPONIBLES.....	102
4.2.2. CARTERA VENCIDA.....	102
4.2.3. MONTO DE ACTIVOS FIJOS.....	102
4.2.4. UTILIDAD NETA.....	103
4.2.5. GASTOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS.....	103
4.2.6. ENDEUDAMIENTO.....	103
4.2.7. RENTABILIDAD.....	103
4.2.8. ENERGIA BRUTA ANUAL.....	104
4.2.9. ENERGIA ENTREGADA AL M.E.M.....	104
4.2.10. COSTOS OPERACIONALES.....	104

4.3. DESCRIPCION GRAFICA Y ESTADISTICA.....	104
4.3.1. HIDROPAUTE.....	104
4.3.2. HIDROAGOYAN.....	112
4.3.3. ELECAUSTRO	120
4.3.4. HIDRONACION.....	128
4.4. CONSTRUCCION DEL MRFH (MODELO DE REGRESION FINANCIERA PARA EL SECTOR HIDROELECTRICO NACIONAL).....	136
4.4.1. ANALISIS DE REGRESION.....	136
4.4.2. MODELO DE REGRESION FINANCIERA.....	137
4.5. COMPARACION CON OTROS PAISES.....	143
4.5.1. FORTALEZAS Y RIESGOS.....	145
4.5.1.1. <i>Fortalezas</i>	145
4.5.1.2. <i>Riesgos</i>	146
4.5.2. GENERACION ELECTRICA EN CHILE.....	147

CAPITULO V

5. ESTRATEGIAS FINANCIERAS EN BASE AL ESQUEMA FRICTO.....	149
5.1. INTRODUCCION.....	149
5.2. CUESTIONES BASICAS Y ESTRATEGIAS DE CRECIMIENTO.....	150
5.3. PUESTA EN MARCHA DE LAS ESTRATEGIAS FINANCIERAS.....	151
5.4. ESTRATEGIAS Y TACTICAS.....	152
5.5. ANALISIS FRICTO.....	153
5.5.1. ESTRATEGIAS FINANCIERAS.....	154
5.5.2. TRIANGULO ESTRATEGICO.....	155
5.6. PLANTEAMIENTO DE ESTRATEGIAS FRICTO PARA EL SHN.....	156
5.6.1. ESTRATEGIA DE FLEXIBILIDAD.....	156
5.6.2. ESTRATEGIA DE RIESGO.....	159
5.6.3. ESTRATEGIA DE BENEFICIO.....	163
5.6.4. ESTRATEGIA DE COYUNTURA.....	167
5.6.5. ESTRATEGIA DE CONTROL.....	168
5.6.6. ESTRATEGIA DE OTROS.....	185

CAPITULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....194

6.1.CONCLUSIONES.....194

6.2.RECOMENDACIONES.....195

ANEXOS

BIBLIOGRAFIA

INDICE DE GRAFICOS

TEMA	Página
GRAFICO No. 1	
SISTEMA NACIONAL DE GENERACION Y TRANSMISION (Dic. 2003).....	13
GRAFICO No. 2	
TOTAL DE ENERGIA ELECTRICA PRODUCIDA EN EL PRIMER SEMESTRE 2004.....	14
GRAFICO No. 3	
ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL....	15
GRAFICO No. 4	
DISTRIBUCION DE LA DEUDA 1998.....	21
GRAFICO No. 5	
DEMANDA DE ENERGIA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (S.N.I) EN Gw/h.....	22
GRAFICO No. 6	
CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA POR SECTORES EN EL S.N.I.....	23
GRAFICO No. 7	
CRECIMIENTO ANUAL DEL PIB Y LA DEMANDA ELECTRICA.....	24
GRAFICO No. 8	
COMPOSICION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA (PORCENTAJE DEL TOTAL).....	25
GRAFICO No. 9	
CAPACIDAD INSTALADA EN CENTRALES ELECTRICAS (MW).....	26
GRAFICO No. 10	
CENTRALES HIDROELECTRICAS DE LAS EMPRESAS GENERADORAS A DICIEMBRE DE 2004.....	38
GRAFICO No. 11	
PORCENTAJE DE DISTRIBUCION DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS.....	39
GRAFICO No. 12	

NIVELES HIDROGRAFICOS DEL ECUADOR.....	42
GRAFICO No. 13	
COMPOSICION DEL M.E.M.....	43
GRAFICO No. 14	
ESQUEMA DEL FUNCIONAMIENTO DEL PRECIO DE LA ENERGIA EN EL M.E.M.....	45
GRAFICO No. 15	
COBERTURA ELECTRICA EN LOS HOGARES.....	60
GRAFICO No. 16	
ESQUEMA DEL MODELO FODA.....	64
GRAFICO No. 17	
VALOR FUTURO DE LOS FLUJOS DE EFECTIVO DEL PROYECTO.....	92
GRAFICO No. 18	
VALORES DE LA INVERSION, PROYECTO MAZAR.....	97
GRAFICO No. 19	
RECURSOS LIQUIDOS DISPONIBLES.....	105
GRAFICO No. 20	
ENDUDAMIENTO.....	105
GRAFICO No. 21	
CARTERA VENCIDA.....	106
GRAFICO No. 22	
NIVEL DE RENTABILIDAD.....	107
GRAFICO No. 23	
ACTIVOS FIJOS NETOS.....	108
GRAFICO No. 24	
UTILIDADES NETAS.....	108
GRAFICO No. 25	
COSTOS OPERACIONALES.....	109
GRAFICO No. 26	
GASTOS FINANCIEROS.....	110
GRAFICO No. 27	
PRODUCCION (ENERGIA BRUTA) vs. OFERTA (ENERGIA ENTREGADA AL M.E.M).....	111

GRAFICO No. 28	
RECURSOS LIQUIDOS DISPONIBLES.....	112
GRAFICO No. 29	
ENDEUDAMIENTO.....	113
GRAFICO No. 30	
CARTERA VENCIDA.....	114
GRAFICO No. 31	
RENTABILIDAD.....	115
GRAFICO No. 32	
ACTIVOS FIJOS NETOS.....	115
GRAFICO No. 33	
UTILIDADES NETAS.....	116
GRAFICO No. 34	
COSTOS OPERACIONALES.....	117
GRAFICO No. 35	
GASTOS FINANCIEROS.....	118
GRAFICO No. 36	
PRODUCCION (ENERGIA BRUTA) vs. OFERTA (ENERGIA ENTREGADA AL M.E.M).....	119
GRAFICO No. 37	
RECURSOS LIQUIDOS DISPONIBLES.....	120
GRAFICO No. 38	
ENDEUDAMIENTO.....	121
GRAFICO No. 39	
CARTERA VENCIDA.....	122
GRAFICO No. 40	
RENTABILIDAD.....	123
GRAFICO No. 41	
ACTIVOS FIJOS NETOS.....	124
GRAFICO No. 42	
UTILIDADES NETAS.....	125
GRAFICO No. 43	
COSTOS OPERACIONALES.....	126

GRAFICO No. 44	
GASTOS FINANCIEROS.....	127
GRAFICO No. 45	
PRODUCCION (ENERGIA BRUTA) vs. OFERTA (ENERGIA ENTREGADA AL M.E.M).....	128
GRAFICO No. 46	
RECURSOS LIQUIDOS DISPONIBLES.....	129
GRAFICO No. 47	
ENDEUDAMIENTO.....	130
GRAFICO No. 48	
CARTERA VENCIDA.....	130
GRAFICO No. 49	
RENTABILIDAD.....	131
GRAFICO No. 50	
ACTIVOS FIJOS NETOS.....	132
GRAFICO No. 51	
UTILIDADES NETAS.....	133
GRAFICO No. 52	
COSTOS OPERACIONALES.....	133
GRAFICO No. 53	
GASTOS FINANCIEROS.....	134
GRAFICO No. 54	
PRODUCCION (ENERGIA BRUTA) vs. OFERTA (ENERGIA ENTREGADA AL M.E.M).....	135
GRAFICO No. 55	
GRAFICOS DE RESIDUALES.....	139
GRAFICO No. 56	
CAPACIDAD INSTALADA DE ENDESA.....	147
GRAFICO No. 57	
COMPARACION DE PRODUCCION ELECTRICA 2004-2005.....	148
GRAFICO No. 58	
FLUCTUACION TEMPORAL.....	152
GRAFICO No. 59	

TRIANGULO ESTRATEGICO.....	155
GRAFICO No. 60	
FUERZAS EXTERNAS DEL CAMBIO.....	169
GRAFICO No. 61	
FUERZAS INTERNAS DEL CAMBIO.....	170
GRAFICO No. 62	
DESARROLLO ORGANIZACIONAL: FASES E INTERFASES.....	178
GRAFICO No. 63	
NECESIDAD DE DESARROLLO ORGANIZACIONAL.....	178
GRAFICO No. 64	
ETAPAS PARA TRANSFORMAR LA ORGANIZACION.....	179
GRAFICO No. 65	
MODELO DE CAMBIO DE LEWIN.....	183
GRAFICO No. 66	
BALANCE DE LA ENERGIA TOTAL PRODUCIDA E IMPORTADA 1990 – 2005.....	187
GRAFICO No. 67	
BALANCE DE LA ENERGIA TOTAL PRODUCIDA E IMPORTADA (RESTO DE ENERGIA).....	187
GRAFICO No. 68	
ENERGIA HIDRAULICA PRODUCIDA DESDE 1990 A 2005.....	188
GRAFICO No. 69	
CURVA DE REGRESION AJUSTADA.....	189
GRAFICO No. 70	
RESTO DE ENERGIA PRODUCIDA DESDE 1990 A 2005.....	190
GRAFICO No. 71	
CURVA DE REGRESION AJUSTADA.....	191
GRAFICO No. 72	
COSTO/PRODUCCION DE ENERGIA.....	193

INDICE DE CUADROS

TEMA	Página
CUADRO No. 1	
DISTRIBUCION DE LA DEUDA EXTERNA 1998.....	20
CUADRO No. 2	
CENTRALES HIDROELECTRICAS GENERADORAS.....	33
CUADRO No. 3	
DISTRIBUCION DE LAS EMPRESAS HIDROELECTRICAS.....	39
CUADRO No. 4	
SISTEMAS HIDROGRAFICOS DEL ECUADOR.....	41
CUADRO No. 5	
COMPOSICION DE LA TARIFA MEDIA AL CONSUMIDOR FINAL.....	46
CUADRO No. 6	
DIFERENCIAS ENTRE INVERSIONES TEMPORALES E INVERSIONES A LARGO PLAZO.....	49
CUADRO No. 7	
COBERTURA ELECTRICA AL 2001.....	59
CUADRO No. 8	
TASA INTERNA DE RENDIMIENTO (TIR).....	78
CUADRO No. 9	
TASA INTERNA DE RENDIMIENTO EN MILES DE DOLARES.....	78
CUADRO No. 10	
CALCULO DEL PERIODO DE RECUPERACION DESCONTADO.....	81
CUADRO No. 11	
RENTABILIDAD CONTABLE EN DOLARES.....	83
CUADRO No. 12	
CALCULO DEL VALOR PRESENTE NETO.....	88
CUADRO No. 13	
PERIODO DE RECUPERACION DESCONTADO.....	90
CUADRO No. 14	

FLUJO DE EFECTIVO ACUMULADO Y VALOR FUTURO A UNA TASA DEL 0.5%.....	91
CUADRO No. 15	
CALCULO DE LA RENTABILIDAD CONTABLE PROMEDIO.....	94
CUADRO No. 16	
FLUJOS DE EFECTIVO PARA EL CALCULO DE LA TIR.....	95
CUADRO No. 17	
COMPONENTES DE LA INVERSION.....	96
CUADRO No. 18	
PRESUPUESTO DE TRANSACCIONES EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.....	97
CUADRO No. 19	
FLUJOS DE CAJA DE INGRESOS E INVERSION EN EL PROYECTO MAZAR.....	98
CUADRO No. 20	
RESUMEN DEL PRESUPUESTO DE CONSTRUCCION.....	99
CUADRO No. 21	
RESUMEN E INDICES FINANCIEROS DE HIDROPAUTE S.A.....	104
CUADRO No. 22	
VARIABLES DE HIDROAGOYAN (AÑOS 2000-2005).....	112
CUADRO No. 23	
VARIABLES DE ELECAUSTRO (AÑOS 2000-2005).....	120
CUADRO No. 24	
VARIABLES DE HIDRONACION (AÑOS 2000-2005).....	128
CUADRO No. 25	
CIFRAS FINANCIERAS DEL SECTOR HIDROELECTRICO NACIONAL, CONSOLIDADAS.....	137
CUADRO No. 26	
MATRIZ DE CORRELACIONES.....	138
CUADRO No. 27	
ANALISIS DE VARIANZA.....	139
CUADRO No. 28	
MEDIA Y DESVIACION ESTANDAR DE REGRESORES.....	141
CUADRO No. 29	

BALANCE FINANCIERO CONSOLIDADO.....	145
CUADRO No. 30	
FACILIDAD DE HACER NEGOCIOS.....	167
CUADRO No. 31	
PRINCIPIO DE LA FILOSOFIA DEL DESARROLLO ORGANIZACIONAL.....	176
CUADRO No. 32	
FASES DE KURT LEWIN.....	184
CUADRO No. 33	
PRODUCCION ENERGETICA TOTAL (1990-2005).....	185
CUADRO No. 34	
RESUMEN-BALANCE DE LA ENERGIA TOTAL PRODUCIDA E IMPORTADA (Kw/h) 1990-2005.....	186
CUADRO No. 35	
PRECIOS DE LA ENERGIA SEGÚN SISTEMAS GENERADORES 1990- 2005.....	193

INDICE DE DIBUJOS

TEMA	Página
DIBUJO No.1	
SECCION TRANSVERSAL DE UNA REPRESA.....	30
DIBUJO No.2	
REPRESA HIDROELECTRICA EN GRANDAS DE SALIME.....	30
DIBUJO No.3	
RELACIONES LOGICAS EN LAS POLITICAS DE ESTRATEGIAS FINANCIERAS.....	151

INDICE DE ANEXOS

TEMA

ANEXO No.1

LOS MEGA PROYECTOS ELECTRICOS BUSCARAN CAPITALES EN LA BOLSA

ANEXO No.2

ESTADOS FINANCIEROS DE LAS EMPRESAS HIDROELECTRICAS

ANEXO No.3

BASE DE DATOS FINANCIEROS

ANEXO No.4

TABLAS DINAMICAS

ANEXO No.5

PROYECTO HIDROELECTRICO MAZAR

ANEXO No.6

FONDO DE SOLIDARIDAD

ANEXO No.7

OUTRA VEZ, LA CRISIS ELECTRICA

ANEXO No.8

GENERADORES INCORPORADOS AL M.E.M

ANEXO No.9

NIVELES DE COSTOS TARIFARIOS

ANEXO No.10

COMPARATIVO COM OTROS PAISES DE AMERICA DEL SUR

ANEXO No.11

ESQUEMA DE FINANCIAMIENTO DEL PRYECTO HIDROELECTRICO SAN FRANCISCO

ANEXO No.12

RESGRESION LINEAL MULTIPLE, RESULTADOS

ANEXO No.13

ANALISIS DE LOS RESIDUALES Y RESULTADOS DE PROBABILIDAD

ANEXO No.14

GRAFICOS DE REGRESIONES AJUSTADAS

CAPITULO I

1. INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

“El desarrollo del sector eléctrico ecuatoriano puede ser dividido en dos etapas sucesivas pero bien diferenciadas. La primera que se inicia en mayo de 1961 dirigida por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), cuya vida jurídica se prolonga hasta el 31 de marzo de 1999; y, la segunda, a partir de la promulgación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), el 10 de octubre de 1996, que transforma el sector, introduciendo aspectos importantes como la facultad de delegación del Estado al sector privado para la provisión de los servicios de electricidad y además la segmentación de las etapas de la industria y el establecimiento de un ente de Regulación y Control.

El INECEL fue creado al amparo de la Ley Básica de Electrificación de 1961 y, según este cuerpo legal, tenía bajo su responsabilidad todas las actividades inherentes al sector eléctrico (regulación, planificación, aprobación de tarifas, construcción y operación).

Esta entidad era el accionista mayoritario en casi todas las empresas eléctricas que realizaban la distribución de electricidad en el país. No obstante, a raíz de los severos racionamientos del servicio que sufrió el país a finales de 1992, el Gobierno contrató una consultoría¹ para realizar los primeros estudios técnicos de reestructuración del sector eléctrico. Como resultado de ello se elaboró un proyecto de ley que recogía los principios del nuevo modelo y una propuesta de marco regulatorio. En febrero de 1995 se conformó en el CONAM, la Unidad de Coordinación para la Privatización de Empresas Públicas (PERTAL), encargándose de la tramitación y revisión del proyecto de ley enviado por el

¹ Las firmas ENDESA-Price Waterhouse se encargaron de efectuar esta consultoría.

Ejecutivo al Congreso. En octubre de 1996 se aprueba en el Congreso Nacional la Ley de Régimen del Sector Eléctrico la cual sustituyó a la Ley Básica de Electrificación.

Con esta base legal y sus reformas posteriores, el INECEL concluyó su vida jurídica el 31 de marzo de 1999, habiéndose encargado al Ministerio de Energía y Minas, a través de Decreto Ejecutivo No. 773 del 14 de abril de 1999, ejecutar todo el proceso de cierre contable, presupuestario, financiero y técnico. De esta manera, los activos del INECEL (de generación y transmisión) y las acciones en 19 de las 20 distribuidoras, fueron transferidos en propiedad al Fondo de Solidaridad, quien se constituiría en accionista mayoritario de las nuevas seis empresas de generación y una de transmisión que empezaron su operación en abril de 1999.

Así, el ex INECEL se dividió en:

- Empresas generadoras:

- i) Hidropaute S.A.,

- ii) Hidroagoyán S.A.,

- iii) Hidropucará S.A.,

- iv) Termoesmeraldas S.A.,

- v) Termopichincha S.A; y,

- vi) Electroguayas S.A.

- Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica: TRANSELÉCTRIC S.A.

- Corporación Centro Nacional de Control de Energía, CENACE.

- Empresas de distribución: que continuaron operando como lo hacían con el INECEL, hasta la negociación de las respectivas concesiones con el CONELEC.

Cabe mencionar que la creación de las empresas generadoras y la transmisora a partir de los activos del ex INECEL, significó también que los pasivos de la empresa estatal sean asumidos por dichas empresas; en tal sentido, el Directorio del INECEL en Proceso de Liquidación, expidió la Resolución No. 121/98 de noviembre de 1998, en la que asigna a las compañías referidas los

pasivos originados en los créditos externos contratados por el INECEL, por un monto de US\$ 771.537.174.”²

“El sector eléctrico ecuatoriano presenta rasgos peculiares que configuran no sólo su desarrollo sino también su reforma institucional implementada a finales de 1996. En la actualidad, este sector se desenvuelve de acuerdo al nuevo marco legal y regulatorio vigente desde octubre de 1996, y sus posteriores reformas.

En términos generales, una característica crucial del sector eléctrico es la existencia de economías a escala en segmentos de la producción, transmisión y distribución. Los costos promedio decrecientes se alcanzan mediante inversiones masivas las cuales en su mayoría son irreversibles (por ejemplo plantas generadoras, líneas de transmisión y redes de distribución). Otro rasgo importante se relaciona con el hecho que la electricidad es en gran parte un bien homogéneo que no puede ser almacenado, de manera que el mercado debe depender de la igualación entre la oferta y la demanda a cada instante. Esto, a su vez, implica que se requiera un esfuerzo importante de coordinación y que, como un sistema, el sector electricidad podría presentar exceso o falta de capacidad. Una tercera característica es que la demanda y la oferta exhiben una variabilidad significativa debido a las condiciones meteorológicas y la estacionalidad en el consumo. En consecuencia, existen importantes ventajas derivadas de la construcción de sistemas interconectados y el establecimiento de contratos a largo plazo.

Estas características sugieren que el sector electricidad se estructure alrededor de grandes empresas (resultado que se deriva del uso económico de las economías de escala y la aversión al riesgo) que se conducen posiblemente como monopolios naturales. Tradicionalmente, al menos en los países en desarrollo, el sector público ha mantenido un fuerte control del sector debido a

² DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Apunte de Economía, Dirección General de Estudios, Apuntes de Economía No. 31, Elaborado por: Eric Neira y Edgar Ramos, Autorizado por: Lenin Parreño, Julio, 2003

motivos económicos, estratégicos o razones políticas. Sin embargo, el manejo de estas compañías también ha sido en su mayor parte insatisfactoria.³

En términos de la importancia económica del sector para el Ecuador, se observa que en el período comprendido entre 1993 y 2002, esta actividad económica representó en promedio alrededor del 1% del Producto Interno Bruto.⁴ En cuanto al crecimiento del sector para similar período, se aprecia que en promedio esta actividad creció en alrededor del 5%, siendo el año 1999 el de mayor incremento (23%), debido, en especial, al inicio de la gestión de supervisión y control por parte del CONELEC a los agentes del sector, con lo que se buscó transparentar su accionar económico; así también, durante ese año se otorgaron una serie de concesiones a diferentes empresas en los tres componentes básicos: generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.”⁵

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El país requiere de un progresivo y rápido aumento de producción de energía eléctrica, debido al permanente crecimiento poblacional y por nuevas demandas de los sistemas industriales, siendo por su propia naturaleza la hidroenergía eléctrica la que puede y debe solucionar el déficit que el Ecuador tiene en este sector de importancia estratégica.

El problema del Ecuador, no son los recursos naturales que posee en cantidades suficientes, sino los recursos financieros que no han reflejado un desempeño adecuado y efectivo por parte de las empresas del sector lo que ha conducido a una deficiente y limitada producción hidroenergética. En esta perspectiva queremos realizar el análisis correspondiente referente a la necesidad de emplear mejores estrategias financieras, y predecir las posibles fluctuaciones

³ DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Apunte de Economía, Dirección General de Estudios, Apuntes de Economía No. 31, Elaborado por: Eric Neira y Edgar Ramos, Autorizado por: Lenin Parreño, Julio, 2003

⁴ Según Información Estadística Mensual No.1813 del Banco Central del Ecuador de 31 de marzo de 2003.

⁵ DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Apunte de Economía, Dirección General de Estudios, Apuntes de Economía No. 31, Elaborado por: Eric Neira y Edgar Ramos, Autorizado por: Lenin Parreño, Julio, 2003

temporales de los índices financieros críticos en el sector, y de esta forma conocer las falencias y aplicar correctivos para incrementar la generación hidroeléctrica en nuestro país.

“El sistema eléctrico ecuatoriano, depende en su generación en un setenta y cinco por ciento de plantas hidroeléctricas, en donde solo la central Paute genera un cuarenta y cinco por ciento del total de energía requerida”⁶. Se aprecia un descuido por parte de las autoridades gubernamentales para invertir en más y modernas plantas hidroeléctricas; en donde el Estado es el único dueño de las empresas generadoras hidroeléctricas y no hay apertura hacia alianzas estratégicas.

1.2.1 FORMULACION DEL PROBLEMA

1. ¿A qué se debe la limitada producción eléctrica?
2. ¿Existe una adecuada política nacional, referente al incremento de hidroelectricidad?
3. ¿Cuáles son las causas de la crisis energética, y su implicación en los indicadores financieros?
4. ¿Por qué no se mejora el control de recaudación de cartera?
5. ¿Cuánto han afectado las políticas y decisiones financieras en el correcto desenvolvimiento de las empresas del sector?
6. ¿Se puede optimizar la rentabilidad obtenida en el manejo del portafolio de inversiones en los recursos financieros?

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Conocer desde fuentes primarias y secundarias, cuáles han sido las actividades e índices financieros, y desarrollar un sistema periódico de control de un conjunto de actividades desarrolladas para alcanzar objetivos financieros

⁶ Ecuador, Consejo Nacional de Electrificación, Plan Nacional de Electrificación, 2002-2011, 2002

orientados hacia el sector hidroeléctrico en el Ecuador y, mediante este sistema, establecer lineamientos estructurales para plantear mejores estrategias competitivas en base a un modelo establecido.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Establecer las causas de la creciente crisis energética en el Ecuador.
- Conocer las inversiones y movimientos financieros realizados en el área hidroeléctrica en los cinco años establecidos.
- Proponer posibles posturas estratégicas para adoptarlas al Sector Hidroeléctrico.

1.4 HIPOTESIS

1.4.1 HIPÓTESIS GENERAL

Las políticas de inversión y sus correspondientes estrategias financieras; auspiciadas por los gobiernos de turno, en el Sector Hidroeléctrico en estos cinco años no han sido las adecuadas, como tampoco se ha logrado mejorar la tecnología del área. Esto hace necesario crear y establecer nuevas estrategias para desarrollar un ambiente económico financiero funcional y atractivo para que las inversiones y la actividad financiera en general sean adecuadas en el sector hidroeléctrico nacional, con el fin de aumentar la generación de hidroelectricidad y disminuir los costes de producción; y con ello mejorar la calidad y cantidad de energía eléctrica en el país, manteniendo un periódico control de los índices financieros de las empresas.

1.4.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

- Existe demanda insatisfecha de energía eléctrica, debido a una mala planificación y empleo de políticas eléctricas no concordantes con la producción hidroeléctrica.

- Las inversiones públicas y privadas en el país tienen un índice negativo o decremental. que debe ser inmediatamente corregida por la sociedad ecuatoriana.
- El sector hidroeléctrico ha reactivado su papel rector en la producción eléctrica, entonces, con estrategias y lineamientos gubernamentales óptimos puede equilibrar el déficit de energía eléctrica en el país.
- Existe una limitada y deficitaria producción eléctrica debido a bajas inversiones y deficiente planificación integral estratégica.
- La crisis energética y pobre política nacional eléctrica impactan sobre los indicadores financieros más relevantes.
- Las empresas eléctricas no recapitalizan sus instituciones pues no controlan adecuadamente sus recaudaciones lo cual impide gestionar debidamente el portafolio de inversiones.

1.5 JUSTIFICACION

1.5.1 JUSTIFICACION TEORICA

Este proyecto radica en la búsqueda de nuevas alternativas de direccionamiento estratégico para el sector hidroeléctrico nacional, que coadyuven a garantizar la calidad de este servicio y el correcto desenvolvimiento financiero de las empresas.

1.5.2 JUSTIFICACION METODOLOGICA

El proyecto pretende determinar las variables o indicadores financieros mediante técnicas estadísticas utilizando regresiones lineales, valoraciones financieras, bases de datos, gráficos, tablas dinámicas y cuadros estadísticos; además se pretende desarrollar un sistema de control de gestión financiero enfocado a las actividades desarrolladas en este sentido, para determinar las falencias y establecer lineamientos para aplicar estrategias financieras.

1.5.3 JUSTIFICACION PRACTICA

El diagnóstico de los indicadores de gestión financiera en el sector hidroeléctrico nacional, logra determinar las falencias en esta área, y contribuye a plantear nuevas directrices de control interno que ayudarán a potencializar el sector mediante la aplicación de herramientas, mecanismos y esquemas estratégicos.

1.6 METODOLOGIA

1.6.1 METODO CIENTIFICO

La investigación de este proyecto de titulación se basará en un método de estudio sistemático de la naturaleza que incluye:

- las técnicas de observación,
- pautas para el razonamiento y la predicción,
- ideas sobre la experimentación planificada y,
- los modos de comunicar los resultados experimentales y teóricos.

La forma de recoger y analizar datos, es mediante el uso de un estilo propio de lógica y la utilización de teorías y modelos, acompañado de etapas para realizar observaciones y experimentos, formular hipótesis, extraer resultados, analizarlos e interpretarlos, características intrínsecas de cualquier investigación. En un experimento siempre existe un control o un testigo, que es una parte del mismo no sometido a modificaciones y que se utiliza para comprobar los cambios que se producen.

Todo experimento debe ser reproducible, es decir, debe estar planteado y descrito de forma que pueda repetirlo cualquier experimentador que disponga del material adecuado.

1.6.2 MODALIDAD BASICA DE LA INVESTIGACION

El estudio se basa en una investigación teórica; este proyecto se fundamenta en un diagnóstico referente a indicadores financieros dentro del Sistema

Hidroeléctrico Nacional, y sus posibilidades de mejorar satisfactoriamente las inversiones en este sector; así como crear un sistema de control de gestión que ayude a plantear nuevas estrategias y adoptarlas al sector, para sanear el creciente déficit eléctrico en el país.

Se organizara la información mediante sistemas de:

- Crítica;
- Corrección;
- Clasificación; y,
- Tabulación de la información obtenida.

Se presentara la información mediante el uso de:

- Enunciados;
- Cuadros estadísticos de diferente índole; y,
- Gráficas estadísticas complementarias.

Análisis, haciendo uso de variables de naturaleza:

- Financiera;
- Matemática; y,
- Estadística.

1.6.3 NIVEL O TIPO DE LA INVESTIGACION

Investigación Bibliográfica.- Se utilizará para la realización del proyecto la búsqueda de información en bibliotecas, hemerotecas, Internet y demás documentos públicos escritos, que hagan referencia al tema de investigación; se efectuarán además visitas a las instituciones correspondientes a este sector para obtener los datos necesarios para el análisis.

Investigación Correlacional.- Con el fin de establecer la relación entre la inversión y la producción de energía eléctrica. Uso de métodos cuantitativos.

Investigación Descriptiva.- Breve descripción del Sistema Hidroeléctrico Nacional.

1.6.4 METODOS

Diagnóstico y Síntesis.- Se utilizará este método, ya que, por ser un estudio teórico se analizarán, todas las variables y se las seleccionará y agrupará según las necesidades del proyecto.

Comparación.- Permitirá comparar y valorar políticas financieras y de inversión además de las estrategias financieras; y por prognosis determinar falencias mediante la construcción de un sistema estadístico de control financiero.

1.6.5 TECNICAS

Bibliográficas.- Permitirá seleccionar información, bajo una guía, determinando las ideas fundamentales expuestas en documentos de bibliotecas generales y especializadas.

Entrevistas.- Para llevar a efecto las entrevistas bajo un guión correspondiente a personeros de las instituciones relacionadas al tema tales como: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Ministerio de Energía y Minas, Ministerio de Economía y Finanzas.

CAPITULO II

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1. MARCO TEORICO

2.1.1. CONTEXTO ELECTRICO NACIONAL

“Ecuador tiene un gran potencial hidroeléctrico: la mitad de la demanda eléctrica se genera en plantas hidroeléctricas. El problema del sistema eléctrico de Ecuador no se debe a la potencia instalada, sino a los bajos niveles de agua especialmente en la pendiente oriental. Por este motivo, el gobierno ecuatoriano tiene previsto instalar nuevas *centrales térmicas*, que precisan unos tiempos de montaje cortos y una inversión más reducida, con el fin de acelerar las interconexiones con Perú y Colombia y reducir las pérdidas de energía así como promover el uso eficiente de la energía y ofrecer incentivos para el uso de fuentes renovables.”⁷

2.1.2 LEGISLACIÓN NACIONAL SOBRE ENERGÍA

“El mecanismo más importante para reestructurar el **sector eléctrico** ecuatoriano es el marco regulador establecido por la Ley de Regulación del Sector Eléctrico (LRSE) promulgada en octubre de 1996. Entre sus principales objetivos, la LRSE contempla el desarrollo de la electrificación en el sector rural y fomentar el desarrollo y uso de recursos energéticos no convencionales a través de las universidades, entidades públicas e instituciones privadas.

Esta Ley y sus posteriores modificaciones del 2 de enero, 19 de febrero y 30 de septiembre de 1998, 13 de marzo y 18 de agosto de 2000, establecen entre otros aspectos:

- Que el suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por tanto, es obligación del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país.

⁷ Proyecto OPET América Latina y Caribe, Informe Sintético - WP4 Ecuador, Febrero 2005

- Que el Estado tiene la facultad de delegar en el sector privado, a través de un ente público competente, actividades como la generación y los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como las actividades de importación y exportación de esta energía.
- Que el Estado está autorizado, durante un período de transición hacia la estructuración de mercados competitivos, a garantizar el pago al generador que suscriba contratos para la compra y venta de potencia y energía con las empresas de distribución donde el Estado posea la mayoría del capital social con derecho a voto.

De acuerdo con la LRSE, el sector eléctrico está estructurado de la forma siguiente:

a) El Consejo Nacional de Electricidad (**CONELEC**), que es la agencia reguladora, normativa y controladora a través de la cual el Estado puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica a empresas concesionarias. Igualmente, CONELEC debe elaborar el Plan Nacional de Electrificación.

b) El Centro Nacional de Control de Energía (**CENACE**), se constituyó como corporación civil y cuenta entre sus miembros con representantes de todas las empresas de generación, transmisión y distribución así como grandes consumidores.

c) Las compañías de producción eléctrica concesionarias.

d) Las compañías de transmisión eléctrica concesionarias.

e) Las compañías de producción eléctrica y comercialización concesionarias.

La LRSE incluye aspectos importantes con referencia a la **electrificación rural** y la promoción de fuentes de energía renovable.”⁸

⁸ Proyecto OPET América Latina y Caribe, Informe Sintético - WP4 Ecuador, Febrero 2005

2.1.3 EL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO

“La industria eléctrica ecuatoriana comprende tres etapas que deben estar estrechamente coordinadas entre sí para atender la demanda de energía eléctrica del país. Estas etapas son: generación, transmisión o transporte y distribución.

Por decisión del CONELEC, el mercado eléctrico mayorista comenzó sus operaciones el 1 de abril de 1999, bajo la administración del CENACE, que decide el programa de las centrales eléctricas generadoras en función de su coste marginal más bajo y liquida las transacciones. En junio de 2004, funcionaban en Ecuador 13 compañías eléctricas generadoras, 1 transmisora, 7 autoproductoras y 20 distribuidoras.

Dentro del sistema eléctrico ecuatoriano, los consumidores están clasificados en dos tipos: los **regulados**, con precios establecidos mediante tarifas oficiales y los **no regulados**, que son aquellos que tienen contratos directos con las empresas de generación o distribución de energía. Se han calificado un total de 69 empresas como "grandes consumidores", de las cuales 21 reciben todavía la energía a través de sus distribuidores como "clientes regulados" y 6 no están reguladas.”⁹

Gráfico No.1

Sistema Nacional de Generación y Transmisión Eléctrica



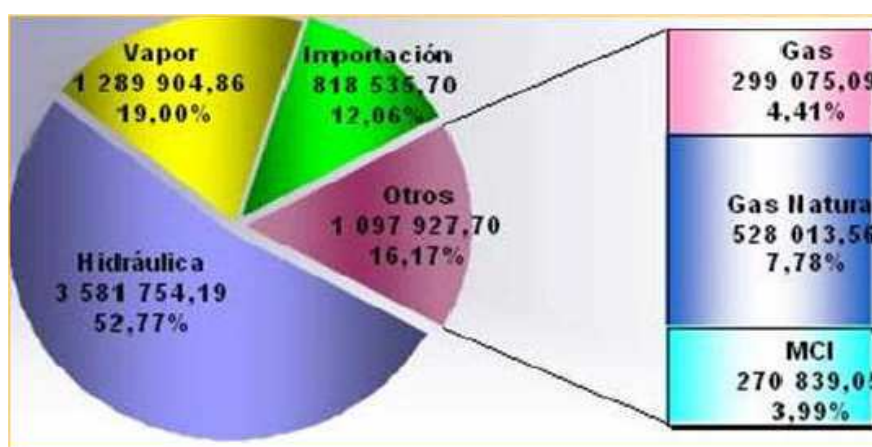
Fuente: CONELEC, Plan Nacional de Electrificación 2002-2011

⁹ Proyecto OPET América Latina y Caribe, Informe Sintético - WP4 Ecuador, Febrero 2005

“En 2003, Ecuador tenía una capacidad de generación cuya potencia nominal instalada era de 3.765 MW, con 3.607 MW en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y 158 MW no conectados al SIN. Las centrales hidroeléctricas representan el 48% del total, el 43% corresponde a plantas térmicas (principalmente alimentadas con derivados del petróleo y el 4% con gas natural) y el resto se importa de Colombia. En el primer semestre de 2004, Ecuador produjo 6.348 GWh para el mercado eléctrico mayorista, es decir, el 93,52% de su capacidad bruta, con la siguiente distribución por fuentes:”¹⁰

Gráfico No. 2

Total de Energía Producida en el primer semestre de 2004 (MWh)



Fuente: *Proyecto OPET América Latina y Caribe*, Informe Sintético - WP4 Ecuador, Febrero 2005

“En 2003, el precio de compra medio del mercado mayorista fue de 0,0697 USD/kWh y el precio del mercado regulado de 0,1075 USD/Kwh (durante el año 2004, se aplicó un descuento a las tarifas eléctricas, con un precio para los clientes regulados de 0,0869 USD/kWh).

Para el período de 2004 a 2013, el CONELEC prevé un crecimiento anual de la demanda eléctrica de entre 3,3 y 5,0%, en base a las evoluciones estimadas del PIB y la cobertura del servicio eléctrico (especialmente en zonas rurales).

Los proyectos más importantes de generación eléctrica son la central hidroeléctrica de San Francisco de 230 MW en Tungurahua (está previsto que entre en servicio en 2007), la remodelación de la central de gas natural de

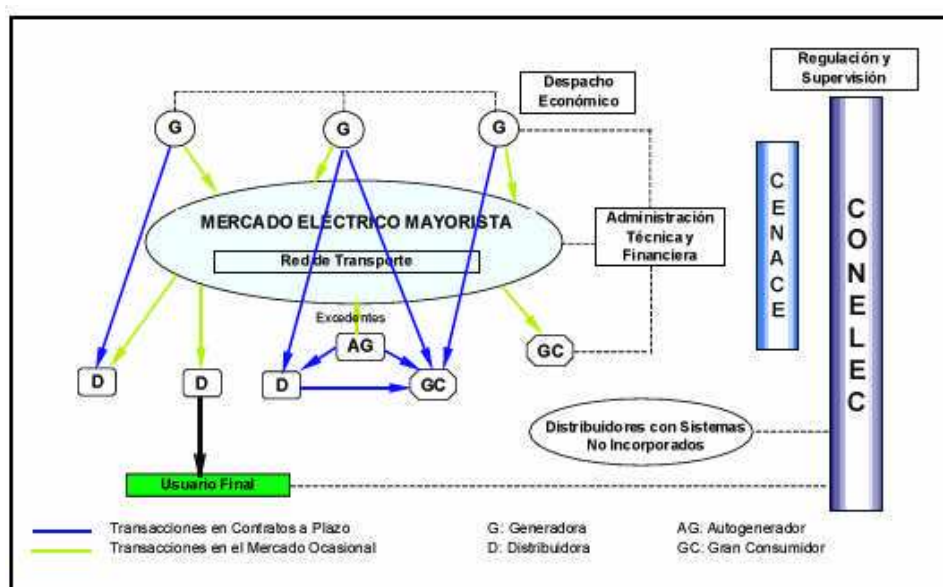
¹⁰ *Proyecto OPET América Latina y Caribe*, Informe Sintético - WP4 Ecuador, Febrero 2005

Machala, que pasará de su actual capacidad de 130 MW a 312 MW para 2006, y la central hidroeléctrica Mazar de 180 MW en el río Paute.”¹¹

“Se dedicarán otras inversiones importantes al sector para proyectos de integración eléctrica regional, ya que Ecuador se encuentra en el proceso de integrar su red eléctrica con las de Colombia y Perú. La línea de transmisión de 137 km entre Ecuador y Colombia comenzó a funcionar el 1 de marzo de 2003. Tiene una capacidad máxima de 250 MW y puede transportar 1.745 GWh/año. La línea entre Ecuador y Perú comenzó a funcionar en 2004 entre las ciudades de Zorritos (Perú) y Machala (Ecuador) con una capacidad de 93 MW y 487 GWh/año.”¹²

Gráfico No.3

Estructura y organización del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Apunte de Economía No. 31

2.1.4 ETAPAS DE LA INDUSTRIA ELECTRICA

2.1.4.1 Generación

“Se aprecia una falta de inversión en infraestructura de generación hidroeléctrica, especialmente si se contrasta con el crecimiento de la demanda

¹¹ Proyecto OPET América Latina y Caribe, Informe Sintético - WP4 Ecuador, Febrero 2005

¹² Proyecto OPET América Latina y Caribe, Informe Sintético - WP4 Ecuador, Febrero 2005

interna y los altos costos medios de otros países de América Latina, lo cual sin duda está influyendo en la competitividad industrial del país. Esta situación se ve aún más comprometida si se considera que los equipos de generación térmica, prácticamente han cumplido su período de vida útil y su uso continuo representa altos costos en generación.

Al respecto, el CONELEC estima que las necesidades de inversión ascienden a US\$ 1.300 millones de dólares para el período comprendido entre el 2002 y 2011. Esto, en atención a la demanda de energía eléctrica.

2.1.4.2 Transmisión

“La inversión en mantenimiento del Sistema Nacional de Transmisión, específicamente en transmisión, es una necesidad impostergable, tomando en cuenta que tiene aproximadamente 30 años prestando servicio. Se ha estimado en US\$ 200 millones los recursos necesarios.

2.1.4.3 Distribución

Es imperativa la inversión privada en esta etapa, un punto de especial interés es disminuir las pérdidas de energía, tanto técnicas como comerciales, en especial estas últimas a fin de ubicarlas en niveles internacionales del 8-10%.

Así también, es importante llevar adelante el proceso de licitación del servicio que presta la Empresa Eléctrica del Ecuador EMELEC Inc., en especial si se toma en cuenta que presta servicios a la ciudad de Guayaquil y es la distribuidora que mayor porcentaje de energía eléctrica factura a nivel nacional.”¹³

2.1.5 ESTADO DE LA DEUDA

“La Subsecretaría de Crédito Público del MEF ha trabajado en la consolidación y determinación del saldo de deuda, deudor o acreedor, del Estado con los agentes del mercado eléctrico, habiendo señalado que manejan una

¹³ DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Apunte de Economía, Dirección General de Estudios, Apuntes de Economía No. 31, Elaborado por: Eric Neira y Edgar Ramos, Autorizado por: Lenin Parreño, Julio, 2003

propuesta según la cual, el valor adeudado por esa Cartera de Estado, al 31 de diciembre del 2001, asciende a US\$ 192.7 millones los que serían compensados con cargo al saldo de la deuda externa de las empresas generadoras y transmisora, que a esa misma fecha y según la misma fuente es de US\$ 585.0 millones.

La fijación del saldo de la deuda neta entre el MEF, el sector eléctrico, e incluso PETROCOMERCIAL, es concluyente en la posición financiera de las empresas eléctricas en su conjunto; por esta razón, se considera de vital importancia su determinación y compromiso de cancelación, de una u otra parte, mediante la consecución de un acuerdo de consenso amplio.”¹⁴

2.1.5.1 Fondo de Solidaridad

“De acuerdo a su Plan Estratégico, el objetivo económico del Fondo se resume en generar recursos para financiar programas que alcancen al menos US\$ 200 millones anuales en el 2005. Entre las estrategias a utilizarse para alcanzar este objetivo, destaca el lograr eficiencia en sus empresas (dividendos y valor de acciones), así como una mayor rentabilidad en sus inversiones.

En este sentido, por ser accionista mayoritario en 6 de las 7 empresas de generación eléctrica, de la transmisora y de la mayor parte de las distribuidoras, debería propender a la implementación de administraciones eficientes en éstas, a fin de maximizar sus ingresos, de forma que le permitan cumplir sus objetivos.”¹⁵

2.1.5.2 Deuda del Estado con el ex – INECEL

“Esta deuda es anterior al año 1999 en que se liquida el INECEL, la cual se origina en subsidios otorgados por el Estado en los siguientes conceptos:

¹⁴ DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Apunte de Economía, Dirección General de Estudios, Apuntes de Economía No. 31, Elaborado por: Eric Neira y Edgar Ramos, Autorizado por: Lenin Parreño, Julio, 2003

¹⁵ DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Apunte de Economía, Dirección General de Estudios, Apuntes de Economía No. 31, Elaborado por: Eric Neira y Edgar Ramos, Autorizado por: Lenin Parreño, Julio, 2003

- **Al consumo residencial de hasta 1000 Kwh/mes:** subsidio directo a favor de aquellos abonados del sector residencial del servicio de energía eléctrica, cuyos consumos sean de hasta 1000 kWh/mes.
- **Al consumo residencial de hasta 150 Kwh/mes:** a partir del 18 de septiembre de 1998, se establece como límite de consumo y por tanto del subsidio, 150 kWh/mes, en reemplazo de los 1000 kWh/mes fijados con anterioridad, por lo que se trata de una disminución del consumo objeto del subsidio fijado.

El valor de estos subsidios, cortado al 31 de marzo de 1999, ascendió a US\$ 9.582.671¹⁶.

- **Subsidio indirecto (déficit tarifario):** está constituido por la diferencia entre el valor de la tarifa objetivo determinada por el CONELEC y la tarifa real cobrada a los usuarios y que es asumida por el Estado en forma de subsidio.

El Estado Ecuatoriano, según Decreto Ejecutivo No. 1311 publicado en el Registro Oficial No. 281 del 9 de marzo del 2001, y que comprendió el período del 1 de abril de 1999 al 30 de noviembre del 2000, asumió un valor que ascendió a US\$ 279'281.196; posteriormente, mediante Decreto Ejecutivo No. 2048-A, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 454 del 15 de noviembre del 2001, se reconoció un nuevo subsidio al sector eléctrico por el período comprendido entre el 1 de diciembre del 2000 y el 30 de junio del 2001, éste significó US\$ 56'576.602.

Adicionalmente, el Decreto Ejecutivo No. 2403, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 527 del 5 de marzo de 2002, ratifica la obligación del Estado ecuatoriano de pagar la diferencia de ingresos al sector eléctrico por el déficit tarifario en el período comprendido entre el 1 de abril de 1999 y el 31 de diciembre del 2001.

En aplicación de este Decreto, el CONELEC, a través de oficio No. DE-02-1787 de 24 de diciembre de 2002, establece y comunica al Ministerio de Economía y

¹⁶ Se utilizó el tipo de cambio de intervención, promedio entre compra y venta, de fin de período del año 1999, de la Información Estadística Mensual No. 1812 de febrero de 2003.

Finanzas que el valor a pagar asciende a US\$ 779'216.372, en cuyo cálculo se ha considerado la tarifa objetivo, de acuerdo a lo establecido en la LRSE.”¹⁷

2.1.5.3 Deuda del ex - INECEL con el Estado

“El INECEL mantenía deudas con el Estado como resultado de los siguientes conceptos:

- **Subrogación de deuda pública externa:** el MEF, a nombre de INECEL, realizó abonos a los saldos de los empréstitos internacionales realizados desde 1993 a 1998.
- **Pagos del MEF a empresas generadoras a nombre de INECEL:** es el caso de la empresa ELECTROQUIL por la venta de energía al sistema nacional interconectado.
- **Compensación de deudas:** las empresas distribuidoras se constituyen en acreedoras de algunas entidades del Sector Público, por lo que el MEF asume esos valores y los compensa con otros adeudados por el INECEL al Estado.

Por estos conceptos, de acuerdo al Acta No. 15 de “Establecimiento y Reconocimiento de deudas entre el MEF y el INECEL en Proceso de Liquidación”, suscrita el 31 de marzo de 1999, en la que se recogen todos los conceptos adeudados, compensaciones y cruces de deudas anteriores entre los involucrados, se acuerda que el saldo adeudado por el ex Instituto de Electrificación al Estado Ecuatoriano ascendió a US\$ 118.130.014.”¹⁸

2.1.5.4 Deuda Externa

“El Art. 1 del Decreto Ejecutivo No. 413, publicado en el Registro Oficial No. 96 de 28 de diciembre de 1998, autorizó al MEF para que a nombre y

¹⁷ DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Apunte de Economía, Dirección General de Estudios, Apuntes de Economía No. 31, Elaborado por: Eric Neira y Edgar Ramos, Autorizado por: Lenin Parreño, Julio, 2003

¹⁸ Para la conversión de la deuda en sucres de S/.1'183.544.605.411 que consta en el Acta No. 15 referida, se utilizó el tipo de cambio de intervención, promedio entre compra y venta, de marzo de 1999, de acuerdo a la Información Estadística Mensual No. 1812 de febrero del 2003.

¹⁸ DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Apunte de Economía, Dirección General de Estudios, Apuntes de Economía No. 31, Elaborado por: Eric Neira y Edgar Ramos, Autorizado por: Lenin Parreño, Julio, 2003

representación del Estado Ecuatoriano realice las gestiones necesarias para asumir los pasivos del INECEL generados como resultado de convenios de créditos internacionales, por US\$ 935.426.077, según consta en el Acta de Conciliación de Cifras, suscrita el 8 de septiembre de 1998.

Sin embargo, el Directorio del INECEL en Proceso de Liquidación, en noviembre de 1998, expidió la Resolución No. 121/98, en la que asigna a las compañías eléctricas de generación y transmisión constituidas, los pasivos originados en los créditos externos contratados por el ex - Instituto, por un monto de US\$ 771.537.174; valor que sería pagado en 28 cuotas semestrales, al 6% de interés anual fijo.

La diferencia, de US\$ 143'462.826 habría sido utilizada como un "Aporte para Futuras Capitalizaciones" de las empresas propiedad del Fondo de Solidaridad, lo cual no ha podido ser confirmado.

De acuerdo al MEF, el saldo de esta deuda, cortada al 31 de diciembre del 2002, asciende a US\$ 585 millones. Es decir, entre 1998 y 2002, esta deuda solo se ha reducido en un 24.2%, en razón de la aplicación de los Decretos Ejecutivos Nos. 1311 y 2048-A (subsidiarios indirectos), y acuerdos de compensación suscritos entre las partes.¹⁹

Cuadro No.1
Distribución de la deuda externa 1998

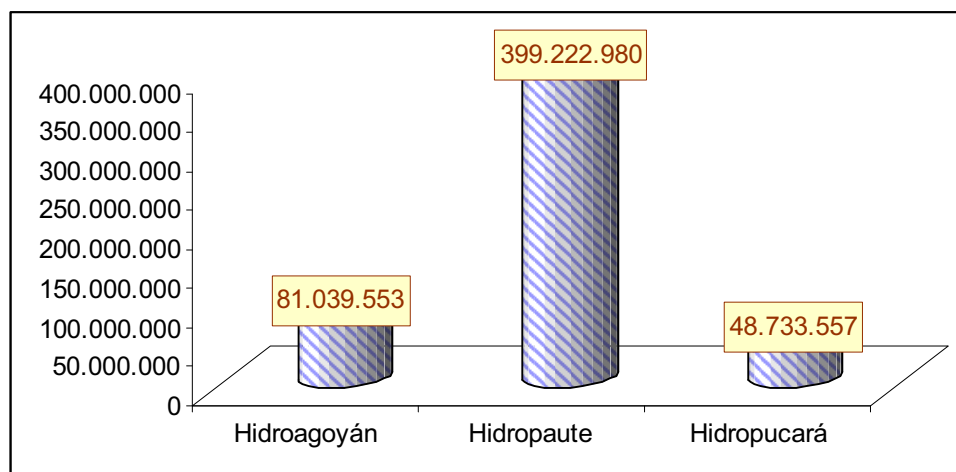
EMPRESA	VALOR US\$
Hidroagoyán	81.039.553
Hidropaute	399.222.980
Hidropucará	48.733.557
TOTAL	528.996.090

Fuente: CONAM-CONELEC.

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

¹⁹ DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Apunte de Economía, Dirección General de Estudios, Apuntes de Economía No. 31, Elaborado por: Eric Neira y Edgar Ramos, Autorizado por: Lenin Parreño, Julio, 2003

Gráfico No. 4
Distribución de la deuda externa 1998



Fuente: CONAM-CONELEC.

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

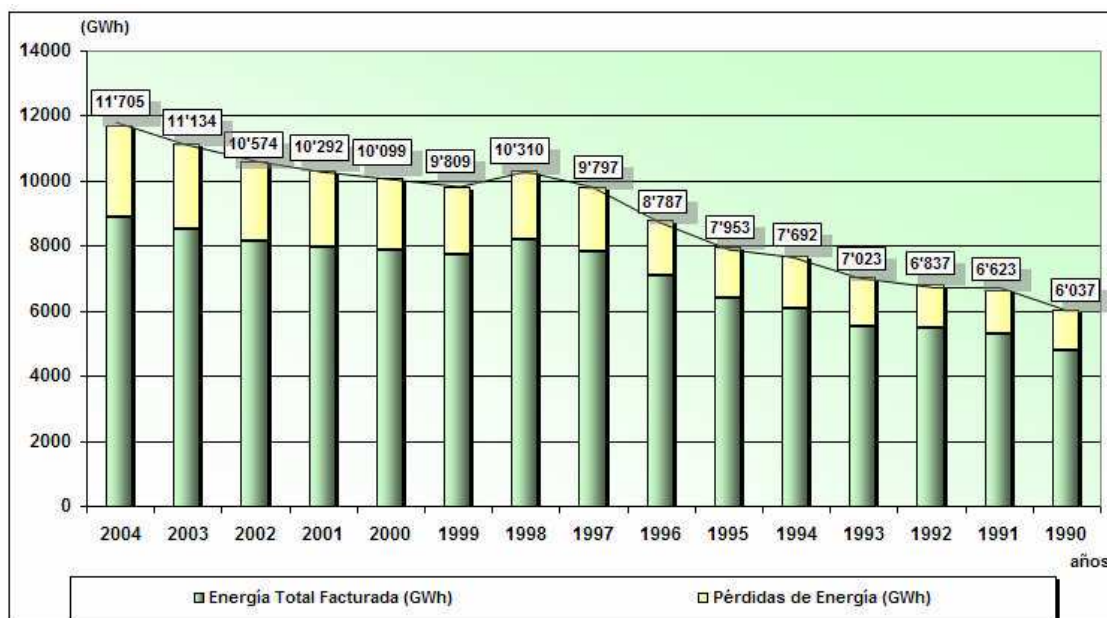
2.1.6 DEMANDA Y ENERGÍA ELÉCTRICA DISPONIBLE

El balance de energía disponible en el Sistema Nacional Interconectado ha aumentado en un 93.88% en los pasados quince años al variar de 6.037 GWh en 1990 a 11.705 GWh en el 2004, esto representa aumentos en un rango aproximado del 5,71% anual en promedio, que claramente indica el desarrollo por parte de las empresas generadoras que han mejorado e incrementado relativamente la cantidad de energía disponible para el consumidor final.

“La demanda de energía eléctrica ha aumentado en un 100.2% durante los últimos trece años al pasar de 5.999 Gwh en 1990 a 12.010 Gwh en el 2002, esto ha significado tener aumentos del orden del 6.1% anual en promedio, que se explican por varias razones: incremento de migraciones internas (desde lugares carentes del servicio hacia las ciudades); desarrollo de polos de pobreza en las grandes ciudades que, si bien consumen energía, ésta no es facturada; ciertas modificaciones en los hábitos de consumo de la población (adquisición de nuevos bienes que demandan energía eléctrica); incremento de alumbrado público en diferentes localidades a nivel nacional y requerimientos industriales y comerciales.

La situación señalada, ha hecho atractivo a este mercado para las empresas interesadas en invertir en el sector, desde el punto de vista del aumento de la demanda.²⁰

Gráfico No.5
Demanda de energía del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) (Gwh)



Fuente: Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 1990 - 2004, CONELEC

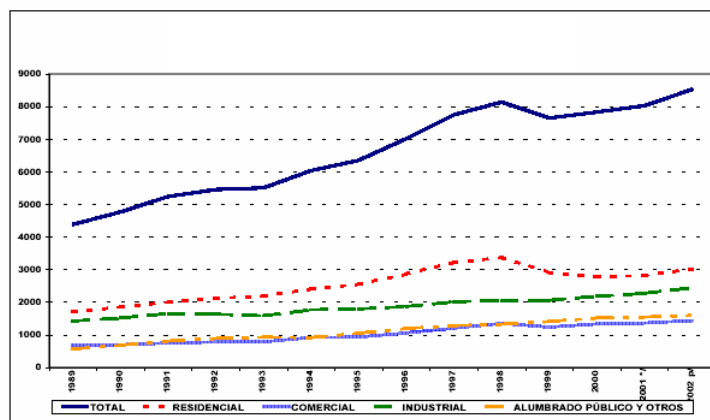
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

“Analizando las cifras del consumo de energía eléctrica, se aprecia que la dinámica del mismo ha cambiado en la década de los noventa. El crecimiento promedio anual del consumo total para el período 1990 – 2000 fue de 5.5%, siendo los años 1996 y 1997 los de mayor crecimiento (10.4%), en concordancia con las tasas de crecimiento del Producto Interno Bruto en 2.4 y 4.1 por ciento, respectivamente; mientras que en 1999 se observó un decrecimiento del consumo eléctrico en el orden del -6.0%, asociado a la caída del PIB en un porcentaje similar.”²¹

²⁰ DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Apunte de Economía, Dirección General de Estudios, Apuntes de Economía No. 31, Elaborado por: Eric Neira y Edgar Ramos, Autorizado por: Lenin Parreño, Julio, 2003

²¹ DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Apunte de Economía, Dirección General de Estudios, Apuntes de Economía No. 31, Elaborado por: Eric Neira y Edgar Ramos, Autorizado por: Lenin Parreño, Julio, 2003

Gráfico No. 6
Consumo de energía eléctrica por sectores, Sistema Nacional Interconectado



Fuente: Plan de Electrificación del Ecuador 2002-2011, CONELEC

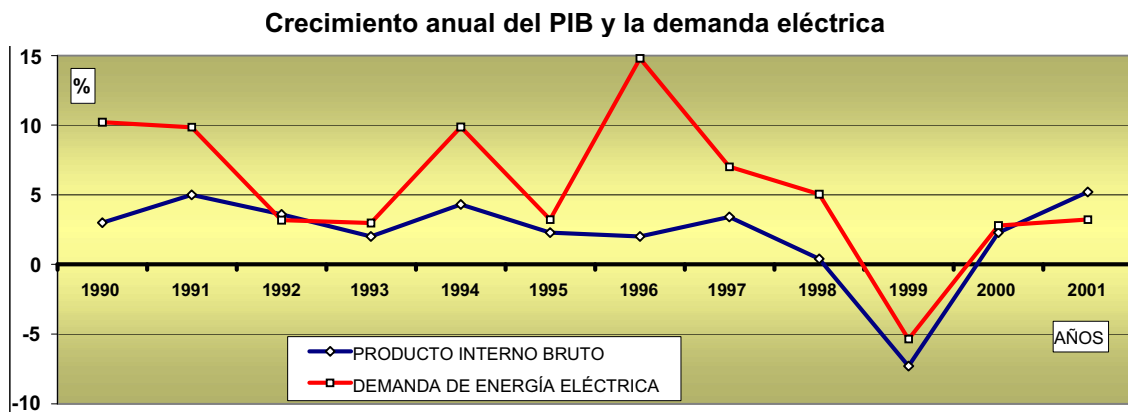
“De la evolución de los indicadores macro económicos nacionales, se advierte un crecimiento anual del PIB de un 0,4 % para 1998, en el orden de 7,3 % negativo en 1999, de 2,3 % en el 2000 y de 5,2 % en el año 2001, este último es dato preliminar.

Fundamentalmente por las variaciones en los niveles del precio de la electricidad, la evolución de la demanda eléctrica en el país ha tenido, durante la anterior década, un comportamiento diferente al crecimiento del producto interno. Sobre todo entre 1994 y 1997, el decrecimiento de la tarifa, referida a precios en moneda constante, causó un alto crecimiento de la demanda ocasionando una aparente distorsión en la correlación entre la evolución de la energía eléctrica con la economía del país.

Una comparación porcentual de estos crecimientos, a partir de 1990, se indica en el siguiente gráfico:²²

²² Plan Nacional de Electrificación 2002-2011, CONELEC

Gráfico No. 7



Fuente: Plan de Electrificación del Ecuador 2002-2011, CONELEC

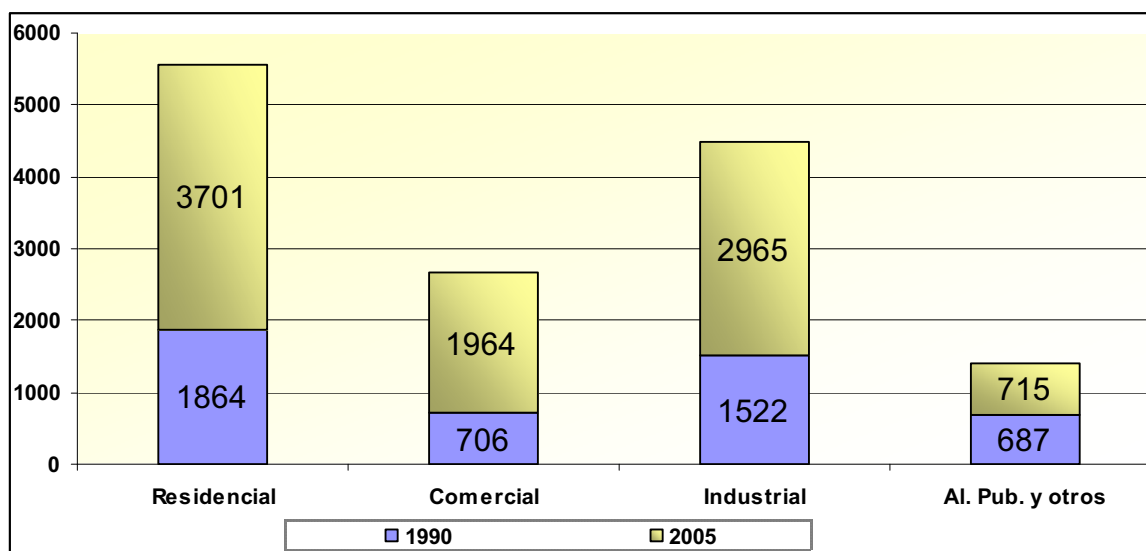
Del gráfico precedente claramente se puede observar la tendencia que muestran tanto la economía como la demanda de energía eléctrica, los años en los que la demanda es mayor que el PIB tiene relación directa a los años en los que los precios de la electricidad eran menores. El punto singular del sistema lo muestra el año 2001 en el que se aprecia que la economía se incrementó en mayor porcentaje que la demanda de electricidad, el año 1992 muestra también una particularidad contraria, en este periodo se ve el menor crecimiento de la demanda, esto puede ser el resultado del bajo crecimiento industrial y residencial debido a pocas inversiones en este sentido.

Respecto a la estructura de participación de cada uno de los sectores sobre el total, se observa que en comparación con la situación en 1990, para el año 2005 el consumo de energía en los cuatro subsectores se ha incrementado sustancialmente, a saber en el sector residencial el aumento fue del 98.55%, en el sector comercial el aumento de energía constituye una cifra representativa del 178.18%, esto es debido al aumento de negocios y locales que requieren el servicio energético, para el sector industrial el consumo de energía aumentó en el orden del 94.81%, en comparación del tiempo se puede concluir que en los quince años transcurridos los requerimientos de electricidad están muy cercanos a duplicarse excepto el sector del comercio que es mucho mayor.

En cuanto a cifras, el subsector de alumbrado público pasó a consumir 687 GWh en 1990 a 715 GWh en el 2005, por lo que su participación en el total de la

demanda se incrementó en el 4.07%, resultado de la instalación de este tipo de servicio en áreas de ciudades y poblados que carecían del mismo, pero si comparamos temporalmente el incremento es ínfimo en relación a los otros subsectores.

Gráfico No. 8
Composición del Consumo de Energía Eléctrica



Fuente: Plan de Electrificación del Ecuador 2002-2011, CONELEC

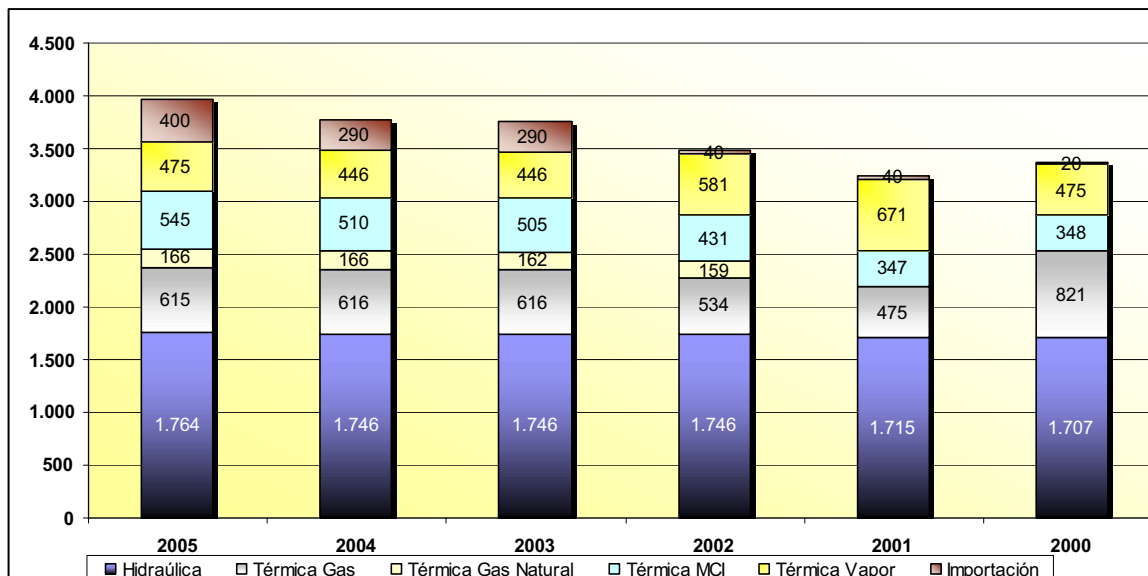
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

2.1.7 POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA DE GENERACIÓN

La creciente demanda por energía eléctrica que ha experimentado el SNI ha significado el ingreso de nuevos actores al sector, y ha impulsado a las empresas existentes en 1990 a realizar cuantiosas inversiones en nuevas centrales, con el objeto de mejorar la capacidad de generación y por ende la oferta de potencia y energía.

La problemática del sector eléctrico nacional, esta en la producción limitada, en comparación a los requerimientos de la sociedad; la potencia o capacidad instalada en las centrales de generación eléctrica, sean estas últimas de cualquier tipo, no se incrementa significativamente en cada año, cuestión que si hace la demanda, la capacidad de producción mantiene tendencias relativamente constantes mientras que las necesidades y requerimientos presentan márgenes más dinámicos y variables.

Gráfico No. 9
Capacidad instalada en centrales eléctricas (mw)



Fuente: Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 1990 - 2004, CONELEC

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

De esta forma, y de acuerdo al gráfico anterior, la evolución de la capacidad instalada en el SIN, para generadoras hidroeléctricas ha crecido en un 3.34% durante los últimos seis años, al pasar de 1.707 MW en el año 2000 a 1.764 MW en el 2005, con un crecimiento promedio anual de 1.1%. La capacidad de generación térmica a gas en el Ecuador ha presentado una inestabilidad marcada, empezando en el 2000 con 821 MW y finalizando en el 2005 con 615 MW, esto muestra una reducción porcentual correspondiente al 25% en los seis años comprendidos. Estas cifras de potencia instalada en centrales eléctricas hace imperiosa la necesidad de realizar inversiones de capital para la construcción de nuevas plantas generadoras de electricidad o repotenciar las ya existentes, los proyectos hidroeléctricos San Francisco y Mazar representan la iniciativa de aumentar la producción para cubrir la creciente demanda energética de los sistemas industriales y comerciales.

“La central hidroeléctrica Marcel Laniado, propiedad de Hidronación S.A., fue la última planta generadora grande que se incorporó al Sistema Nacional

Interconectado, en 1999 y que produce, a través de 3 unidades de 71 MW cada una, 594 GWh de energía anual, aproximadamente.”²³

2.2 MARCO CONCEPTUAL

2.2.1 HIDROELECTRICIDAD

“La energía hidráulica es la que se obtiene de la caída del agua desde cierta altura a un nivel inferior lo que provoca el movimiento de ruedas hidráulicas o turbinas. La hidroelectricidad es un recurso natural disponible en las zonas que presentan suficiente cantidad de agua. Su desarrollo requiere construir pantanos, presas, canales de derivación, y la instalación de grandes turbinas y equipamiento para generar electricidad. Todo ello implica la inversión de grandes sumas de dinero, por lo que no resulta competitiva en regiones donde el carbón o el petróleo son baratos, aunque el coste de mantenimiento de una central térmica, debido al combustible, sea más caro que el de una central hidroeléctrica. Sin embargo, el peso de las consideraciones medioambientales centra la atención en estas fuentes de energía renovables.”²⁴

2.2.1.1 Desarrollo de la energía hidroeléctrica

“La primera central hidroeléctrica se construyó en 1880 en Northumberland, Gran Bretaña. El renacimiento de la energía hidráulica se produjo por el desarrollo del generador eléctrico, seguido del perfeccionamiento de la turbina hidráulica y debido al aumento de la demanda de electricidad a principios del siglo XX. En 1920 las centrales hidroeléctricas generaban ya una parte importante de la producción total de electricidad.

La tecnología de las principales instalaciones se ha mantenido igual durante el siglo XX. Las centrales dependen de un gran embalse de agua contenido por una presa. El caudal de agua se controla y se puede mantener casi constante. El agua se transporta por unos conductos o tuberías forzadas, controlados con válvulas y turbinas para adecuar el flujo de agua con respecto a

²³ DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Apunte de Economía, Dirección General de Estudios, Apuntes de Economía No. 31, Elaborado por: Eric Neira y Edgar Ramos, Autorizado por: Lenin Parreño, Julio, 2003

²⁴ Biblioteca de Consulta Microsoft © Encarta © 2005. © 1993-2004 Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos

la demanda de electricidad. El agua que entra en la turbina sale por los canales de descarga. Los generadores están situados justo encima de las turbinas y conectados con árboles verticales. El diseño de las turbinas depende del caudal de agua; las turbinas Francis^{*} se utilizan para caudales grandes y saltos medios y bajos, y las turbinas Pelton[‡] para grandes saltos y pequeños caudales.

Además de las centrales situadas en presas de contención, que dependen del embalse de grandes cantidades de agua, existen algunas centrales que se basan en la caída natural del agua, cuando el caudal es uniforme. Estas instalaciones se llaman de agua fluente. Una de ellas es la de las cataratas del Niágara, situada en la frontera entre Estados Unidos y Canadá.

A principios de la década de los noventa, las primeras potencias productoras de hidroelectricidad eran Canadá y Estados Unidos. Canadá obtiene un 60% de su electricidad de centrales hidráulicas. En todo el mundo, la hidroelectricidad representa aproximadamente la cuarta parte de la producción total de electricidad, y su importancia sigue en aumento. Los países en los que constituye fuente de electricidad más importante son Noruega (99%), República Democrática del Congo (97%) y Brasil (96%). La central de Itaipú, en el río Paraná, está situada entre Brasil y Paraguay; se inauguró en 1982 y tiene la mayor capacidad generadora del mundo. Como referencia, la presa Grand Coulee, en Estados Unidos, genera unos 6.500 MW y es una de las más grandes.

En algunos países se han instalado centrales pequeñas, con capacidad para generar entre un kilovatio y un megavatio. En muchas regiones de China, por ejemplo, estas pequeñas presas son la principal fuente de electricidad. Otras naciones en vías de desarrollo están utilizando este sistema con buenos resultados.²⁵

* Son conocidas como turbinas de sobrepresión por ser variable la presión en las zonas del rodete, o de admisión total ya que éste se encuentra sometido a la influencia directa del agua en toda su periferia. También se conocen como turbinas radiales-axiales y turbinas de reacción.

‡ Se conocen como turbinas de presión por ser ésta constante en la zona del rodete, de chorro libre, de impulsión, o de admisión parcial por ser atacada por el agua sólo una parte de la periferia del rodete. Así mismo entran en la clasificación de turbinas tangenciales y turbinas de acción.

²⁵ Biblioteca de Consulta Microsoft ® Encarta © 2005. © 1993-2004 Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.

2.2.2 HISTORIA

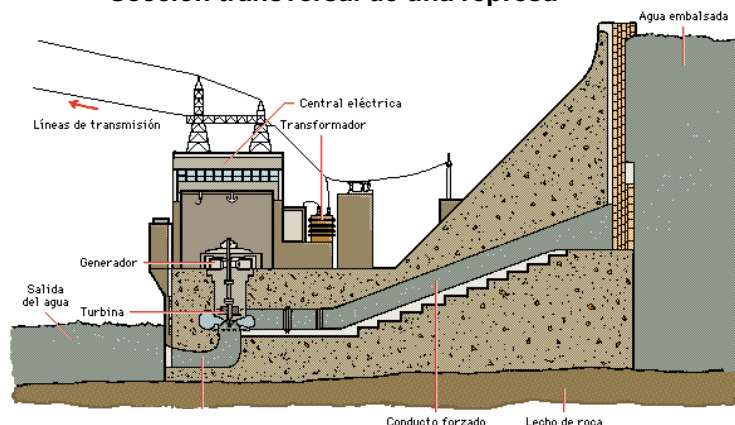
Los antiguos romanos y griegos aprovechaban ya la energía del agua; utilizaban ruedas hidráulicas para moler trigo. Sin embargo, la posibilidad de emplear esclavos y animales de carga retrasó su aplicación generalizada hasta el siglo XII. Durante la edad media, las grandes ruedas hidráulicas de madera desarrollaban una potencia máxima de cincuenta caballos. La energía hidroeléctrica debe su mayor desarrollo al ingeniero civil británico John Smeaton, que construyó por vez primera grandes ruedas hidráulicas de hierro colado.

La hidroelectricidad tuvo mucha importancia durante la Revolución Industrial. Impulsó las industrias textil y del cuero y los talleres de construcción de máquinas a principios del siglo XIX. Aunque las máquinas de vapor ya estaban perfeccionadas, el carbón era escaso y la madera poco satisfactoria como combustible. La energía hidráulica ayudó al crecimiento de las nuevas ciudades industriales que se crearon en Europa y América hasta la construcción de canales a mediados del siglo XIX, que proporcionaron carbón a bajo precio.

Las presas y los canales eran necesarios para la instalación de ruedas hidráulicas sucesivas cuando el desnivel era mayor de cinco metros. La construcción de grandes presas de contención todavía no era posible; el bajo caudal de agua durante el verano y el otoño, unido a las heladas en invierno, obligaron a sustituir las ruedas hidráulicas por máquinas de vapor en cuanto se pudo disponer de carbón²⁶.

²⁶ Biblioteca de Consulta Microsoft © Encarta © 2005. © 1993-2004 Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.

Dibujo No. 1
Sección transversal de una represa



Fuente: Biblioteca de Consulta Microsoft ® Encarta ® 2005. © 1993-2004 Microsoft Corporation.

2.2.3 CENTRALES HIDROELECTRICAS

“Una central hidroeléctrica es aquella que se utiliza para la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a más alto nivel que la central.

El agua es conducida mediante una tubería de descarga a la sala de máquinas de la central, donde mediante enormes turbinas hidráulicas se produce la generación de energía eléctrica en alternadores.”²⁷

2.2.3.1 Características de una central hidroeléctrica

Dibujo No.2
Represa hidroeléctrica en Grandas de Salime



Presa Hidroeléctrica en Grandas de Salime ([Asturias](http://es.wikipedia.org/wiki/Grandas_de_Salime)).

Fuente: [http://es.wikipedia.org/wiki/Central_hidroelec%C3%](http://es.wikipedia.org/wiki/Central_hidroelec%C3%A1tica)

²⁷ [http://es.wikipedia.org/wiki/Central_hidroelec%C3%](http://es.wikipedia.org/wiki/Central_hidroelec%C3%A1tica)

“Las dos características principales de una central hidroeléctrica, desde el punto de vista de su capacidad de generación de electricidad son:

- La potencia, que es función del desnivel existente entre el nivel medio del embalse y el nivel medio aguas abajo de la usina, y del caudal máximo turbinable, además de las características de la turbina y del generador.
- La energía garantizada, en un lapso de tiempo determinado, generalmente un año, que es función del volumen útil del embalse, y de la potencia instalada.

La potencia de una central puede variar desde unos pocos MW (megawatts) y hasta 30 MW se consideran minicentrales. La Central hidroeléctrica mayor del mundo, hasta la fecha (2005), Itaipú, tiene una potencia instalada de 14.000 MW, sumando las 20 turbinas.

2.2.3.2 Modalidad de generación

La modalidad con que se opera una central hidroeléctrica puede variar a lo largo de su vida útil. Las centrales pueden operar en régimen de:

- generación de energía de base;
- generación de energía en períodos de punta. Estas a su vez se pueden dividir en:
 - centrales tradicionales; o,
 - centrales reversibles o de bombeo.

La demanda de energía eléctrica de una ciudad, región, o país, tiene una variación a lo largo del día. Esta variación es función de muchos factores, entre los que se destacan:

- tipos de industrias existentes en la zona, y turnos que estas realizan en su producción;
- tipo de cocina doméstica que se utiliza más frecuentemente;
- tipo de calentador de agua que se permite utilizar;
- la estación del año;
- la hora del día en que se considera la demanda.

La generación de energía eléctrica debe seguir la curva de demanda, así, a medida que aumenta la potencia demandada deberá incrementarse el caudal turbinado, o iniciar la generación con unidades adicionales, en la misma central, e incluso iniciando la generación en centrales reservadas para estos períodos.”²⁸

2.2.4. PRINCIPALES PROYECTOS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

“La demanda (consumo) de energía eléctrica en el Ecuador creció en el orden del 6% anual durante la última década; sin embargo, aún se recuerdan los efectos económicos y de bienestar social de los “apagones” de 1996, originados en la profunda sequía que afectó al país y que originó baja de caudales en los ríos de la geografía ecuatoriana que alimentan los diferentes embalses de agua, los que a su vez generan energía eléctrica de origen hidrológico. Esta situación se vio empeorada debido al mal estado de los equipos de generación térmica utilizados en el país (y que suplen el 35%-40% de la demanda).

Por mandato de la LRSE, el CONELEC elabora y actualiza anualmente el “Plan de Electrificación del Ecuador”, documento en el que se hace un recuento de la situación del sector eléctrico nacional. Éste, en su versión 2002-2011, recoge una serie de información respecto a los proyectos de expansión de la generación, tanto de origen térmico como hídrico, en este sentido, se conoce que en 1999 fueron incorporados al Sistema Nacional Interconectado 594 GWh de energía, producidos en la Central Hidroeléctrica “Marcel Laniado” que está a cargo de Hidronación S.A. de propiedad de la Comisión de Estudios para el Desarrollo de la Cuenca del río Guayas -CEDEGE-.

Si bien todos estos proyectos incrementarán la capacidad de generación de energía eléctrica a nivel nacional, existen dos que por su volumen de obra, importancia estratégica, nivel de inversión, efecto dinamizador en la economía, e incluso, por el largo tiempo en que han sido motivo de discusiones y falta de interesados en las altas inversiones privadas que requieren para su construcción, se ha decidido incorporar en detalle, más aún cuando la construcción de uno de ellos, Mazar, ya fue autorizada a Hidropaute S.A. y se espera que en el corto

²⁸ [http://es.wikipedia.org/wiki/Central_hidroelec%C3%](http://es.wikipedia.org/wiki/Central_hidroelec%C3%91)

plazo se implemente el financiamiento del proyecto San Francisco, que fue concesionado a la empresa Hidropastaza S.A.²⁹

2.2.4.1 Plantas Hidroeléctricas en el Ecuador

En el Ecuador se aprecia una gran cantidad de centrales hidroeléctricas, pero esto no garantiza la cobertura total del servicio. El sistema Hidroeléctrico Nacional esta sujeta a los cambios climáticos, para citar un ejemplo, entre los meses de septiembre a febrero se evidencia un caudal mínimo en la Central Paute, que es la mayor generadora de electricidad en el país.

Según los datos del CONELEC las centrales hidroeléctricas se dividen en: generadoras, distribuidoras y autoproductoras.

La tabla siguiente muestra la lista de las **Centrales Generadoras** de hidroelectricidad del país.

Cuadro No.2
Centrales Hidroeléctricas Generadoras

CENTRALES HIDROELECTRICAS	
Loreto	Paute Molino
El Carmen	Saucay
Laniado	Coyoctor
Pucará	Saymirín
Agoyán	Sumblid

Fuente: Catálogo Resumen de la Generación Eléctrica en el Ecuador 1ª parte. Septiembre 05, CONELEC
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

2.2.4.2 Hidropaute

“Proyecto hidroeléctrico Paute fue concebido por el Ingeniero Daniel Palacios Izquierdo, visionario profesional en cuyo honor lleva su nombre la presa de Amaluza que permite la regulación y conducción de las aguas para la Central Molino. El Ingeniero Palacios como Superintendente de Campo de la Compañía Inglesa Shell, tenía bajo su control los estudios Geofísicos y Geológicos, y su centro de operaciones era el oriente ecuatoriano, posteriormente, como funcionario del Centro de Reconversión Económica del Azuay Cañar y Morona

²⁹ Apunte de Economía, Dirección General de Estudios, DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Apuntes de Economía No. 31, Elaborado por: Eric Neira y Edgar Ramos, Autorizado por: Lenin Parreño, Julio, 2003

Santiago CREA; durante sus recorridos descubrió el accidente geográfico que por sus características consistía en un recurso aprovechable para la generación hidroeléctrica.

El río Paute portador de un gran caudal en el sitio denominado Cola de San Pablo, en corta distancia medida en línea recta, presenta una gran diferencia de niveles, haciéndose aprovechable esa energía potencial; esta condición favorable fue expuesta en su informe ante las autoridades superiores y de la provincia, sin embargo para esa época, esta idea no fue fácilmente entendida, resultaba una propuesta de una persona ilusa, por la magnitud de las obras de Ingeniería y sus costos.

Fue tanta la insistencia de este profesional, que el Directorio del CREA resolvió encargar a una empresa Americana la realización de los primeros estudios, luego de los que, al constatar que no era una concepción disparatada; en 1961 se realizan gestiones con INECEL de reciente creación, y para Mayo de 1962, técnicos japoneses de la Electrical Power Co. luego del reconocimiento preliminar, confirman el recurso.

INECEL, encargado de la planificación y desarrollo de la electrificación, contrata los estudios de pre-factibilidad y factibilidad; para esos años el país contaba ya con recursos gracias a la exploración y explotación petrolera que se presentaba con grandes resultados. Bajo estas circunstancias el Gobierno Nacional lo definió como de ejecución prioritaria, por ser de beneficio para el desarrollo del país. Como señala el Plan Maestro de Electrificación, el objetivo de Paute y de otros proyectos de este género, está dirigido a la utilización preponderante de los recursos hídricos que permitan sustituir los recursos no renovables, por fuentes renovables en la generación de energía eléctrica.

Ante la decisión tomada y considerando que para la época la demanda de energía era muy pequeña, de exigencia prácticamente doméstica, se presentaban tantas especulaciones entre ellas que se llegaría a exportar grandes cantidades de energía a los vecinos países de Colombia y Perú. El Sistema Hidroeléctrico Paute con estos antecedentes, se definió como el aprovechamiento integral del recurso

hídrico, mediante tres centrales: Molino, Mazar y Sopladora con la construcción de tres embalses: Amaluza, Mazar y Marcayacu (esta última en el diseño original), situados en serie, hablándose también en la época de otras instalaciones en cascada hasta el Cantón Méndez para una capacidad a ser instalada total alrededor de 2600MW.”³⁰

Entre los objetivos y planes de la empresa están: “ser una empresa modelo en el sector de generación hidroeléctrica en Latinoamérica como impulsora del desarrollo social y económico del país, comprometida con la calidad de sus recursos, productos y procesos, autónoma de ciclos naturales y de injerencias políticas, y adscrita al cuidado del medio ambiente y a los objetivos sociales de su accionista.

Consolidar su liderazgo en el sector de generación eléctrica, manteniendo claros compromisos a favor de la competitividad del país y el desarrollo regional y reduciendo el impacto de factores externos sobre su gestión y operación, mientras cumple con los objetivos sociales de su accionista.”³¹

Las actividades que viene desarrollando Hidropaute S.A están comprendidas en el mejoramiento del marco institucional y organizacional de la empresa, así se tiene aspectos tales como: convertirse en el generador eléctrico líder en el aporte a la competitividad del país además de ser el impulsor del desarrollo de la zona Austral del Ecuador, la prioridad que tiene es reducir la dependencia hidrológica y contribuir con los objetivos del Fondo de Solidaridad en su calidad de accionista, y finalmente disminuir la injerencia política en su continuo desempeño.

2.2.4.3 Hidroagoyán

“El 27 de enero de 1999, fue inscrita en el Registro Mercantil del cantón Ambato, la escritura pública de Constitución de la Compañía de Generación Hidroeléctrica, Agoyán, HIDROAGOYÁN S.A. Encargándose de la producción de Energía Eléctrica en su Central Agoyán y posteriormente mediante fusión por absorción de

³⁰ http://www.hidropaute.com/espanol/laempresa/emp_empresa.htm

³¹ Tomado de la pagina Web oficial de HIDROPAUTE S.A

la Compañía de Generación Hidroeléctrica Pisayambo HIDROPUCARÁ S.A. de la Central Pucará , ubicadas en las ciudades de Baños y Píllaro respectivamente de la Provincia de Tungurahua, siendo el Fondo de Solidaridad su único accionista.

La Planificación Estratégica, consiste en el análisis de la Organización y su Entorno, con el objetivo de establecer sus Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas, y sobre esta base, definir los Objetivos Estratégicos que permitirán eficiencia en el desempeño de la Organización para alcanzar las Metas Propuestas y cumplir el Futuro Deseado. Además, permite establecer la Estrategia del Negocio apoyado en una estructura organizacional coherente, fundamentada en procesos formalmente definidos y alineados con la cultura del mejoramiento continuo de la Organización, que permita cumplir su objetivo social de creación con calidad y confiabilidad.”³²

“La Central Agoyán fue concebida para aprovechar el caudal del Río Pastaza, localizada en la provincia de Tungurahua a 180 Km. al Sureste de Quito y a 5 Km. al este de la ciudad de Baños en el sector denominado Agoyán de la parroquia Ulba, en la vía principal de entrada al sector amazónico ecuatoriano.

La cuenca del río Pastaza tiene una extensión de 8270 Km², en las provincias de Cotopaxi, Chimborazo y Tungurahua.

La extensión global de la zona de influencia de la Central es de 5.00 Km² con una producción media anual de 1.080 GWH.

El nivel máximo del embalse se encuentra a una altitud de 1651 m.s.n.m.”³³

2.2.4.4 Hidronación

“Hidronación S.A. fue legalmente constituida el 22 de mayo de 1998, con la finalidad de operar, manejar, mantener y expandir la planta de generación hidroeléctrica que CEDEGÉ ha constituido en base a los recursos hídricos que genera la Presa Daule Peripa; explotar comercialmente la energía que produzca

³² http://www.hidroagoyan.com/web/guest/acerca_de

³³ Tomado de la página web oficial de la Central HIDROAGOYAN S.A

la mencionada planta; y negociar, suscribir y ejecutar toda clase de contratos, convenios y actos permitidos por las leyes, que sean necesarios para lograr los objetivos propuestos.”³⁴

2.2.4.5 Elecaustro

La actual Ley de Régimen del Sector Eléctrico determina la segmentación del sector en las actividades de generación, transmisión y distribución y comercialización, a través de áreas de negocio constituidas mediante sociedades anónimas independientes.

Con este propósito, el 15 de junio de 1999, la junta General de Accionistas de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. resuelve escindir la Compañía Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. en: Compañía Electro Generadora del Austro ELECAUSTRO S.A., para asumir las actividades inherentes a la producción de energía y aprueba los respectivos Estatutos Sociales; y, la Compañía Empresa Eléctrica Regional Centro Sur S.A., cuyas actividades son la distribución y comercialización de energía.

La Compañía Electro Generadora del Austro S.A. fue constituida por escritura pública celebrada el 13 de julio de 1999, ante el Notario Público Segundo de Cantón Cuenca, Doctor Rubén Vintimilla Bravo, resolución de la Superintendencia de Compañías N° 243 del 16 de julio de 1999 y registrada con el número 211 en el Registro Mercantil del mismo cantón, el 27 de agosto de 1999.

La empresa Electro Generadora del Austro S.A., empieza formalmente sus actividades el día 13 de septiembre de 1999. Entre el 1 de enero y el 13 de septiembre de 1999, las actividades de producción de ELECAUSTRO se desarrollaron como uno de los objetivos de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur y la información contable de ELECAUSTRO se registra desde el 1 de mayo de 1999.

³⁴ <http://www.hidronacion.org/portal/index.php>

Gráfico No. 10

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE LAS EMPRESAS GENERADORAS A DICIEMBRE/2004



0 50 000 100 000 200 000
Metros

SIMBOLOGÍA

- Central hidroeléctrica; potencia efectiva en MW
- Límite Internacional
- - - Límite provincial

REPÚBLICA DEL ECUADOR		
Contiene: Ubicación de las centrales hidroeléctricas de las Empresas de Generación Eléctrica (a Dic./2004)		
Fuente: Empresas de Generación Eléctrica Procesamiento: Dr. de Planificación del CONELEC		Escala: 1:4 000 000 Fecha: Mayo 2005

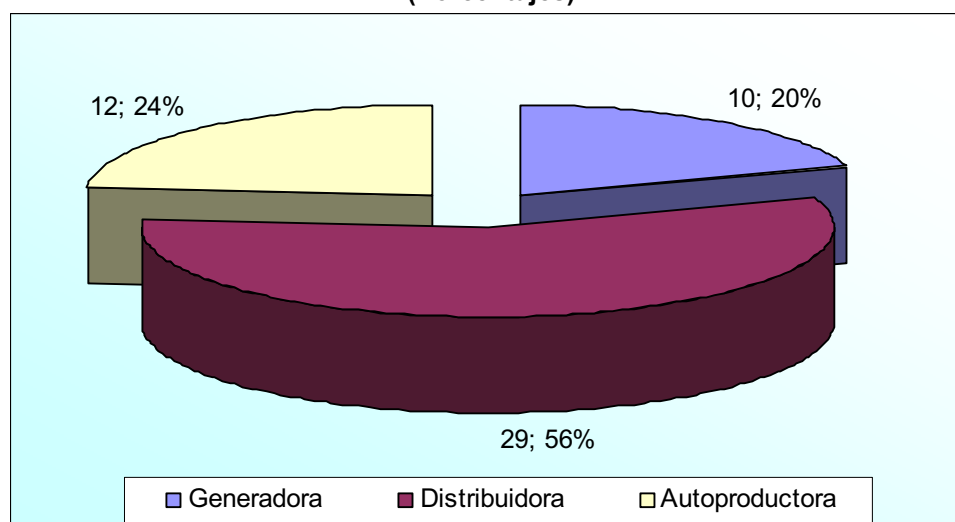
Fuente: Catálogo Resumen de la Generación Eléctrica en el Ecuador 1ª parte. Septiembre 05, CONELEC

Cuadro No.3
Distribución de las Empresas Hidroeléctricas

CATEGORIA	CENTRALES
Generadora	10
Distribuidora	29
Autoprodutora	12
TOTAL	51

Fuente: Catálogo Resumen de la Generación Eléctrica en el Ecuador 1ª parte. Septiembre 05, CONELEC
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Gráfico No. 11
Distribución de las Empresas Hidroeléctricas
(Porcentajes)

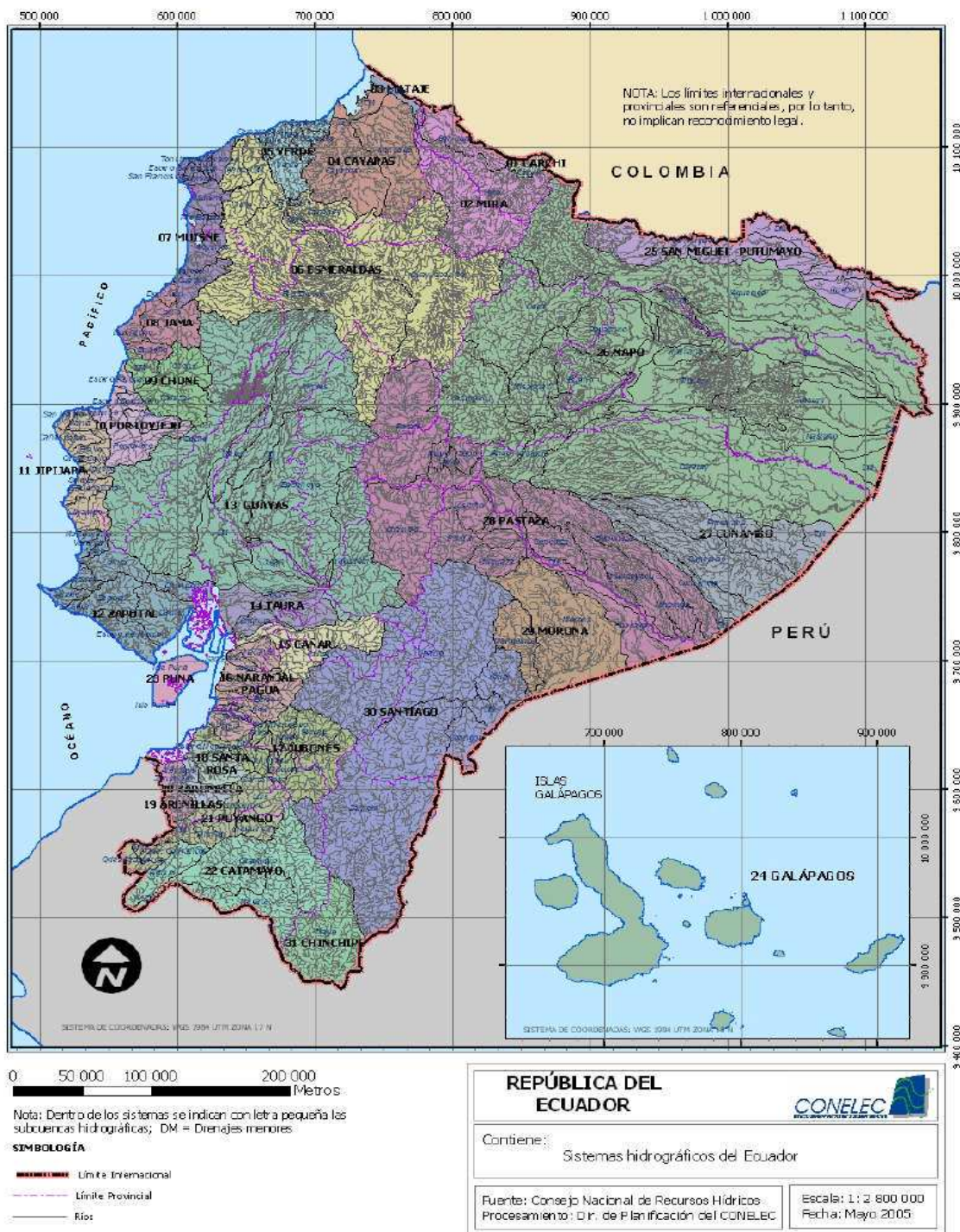


Fuente: Catálogo Resumen de la Generación Eléctrica en el Ecuador 1ª parte. Septiembre 05, CONELEC
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

2.2.5 SISTEMAS HIDROGRÁFICOS DEL ECUADOR

El Ecuador cuenta con 256 370 Km² de vías hidrográficas, esto significa un gran potencial natural y económico para generación de electricidad por mecanismos hidráulicos; lograr una mayor inversión en este sector, no solamente implica mayor producción eléctrica, sino que cuenta con externalidades positivas, tales como protección de los bosques naturales y su biodiversidad y un mayor empleo directo e indirecto, etc.

SISTEMAS HIDROGRÁFICOS DEL ECUADOR



Fuente: Catálogo Resumen de la Generación Eléctrica en el Ecuador 1ª parte. Septiembre 05, CONELEC

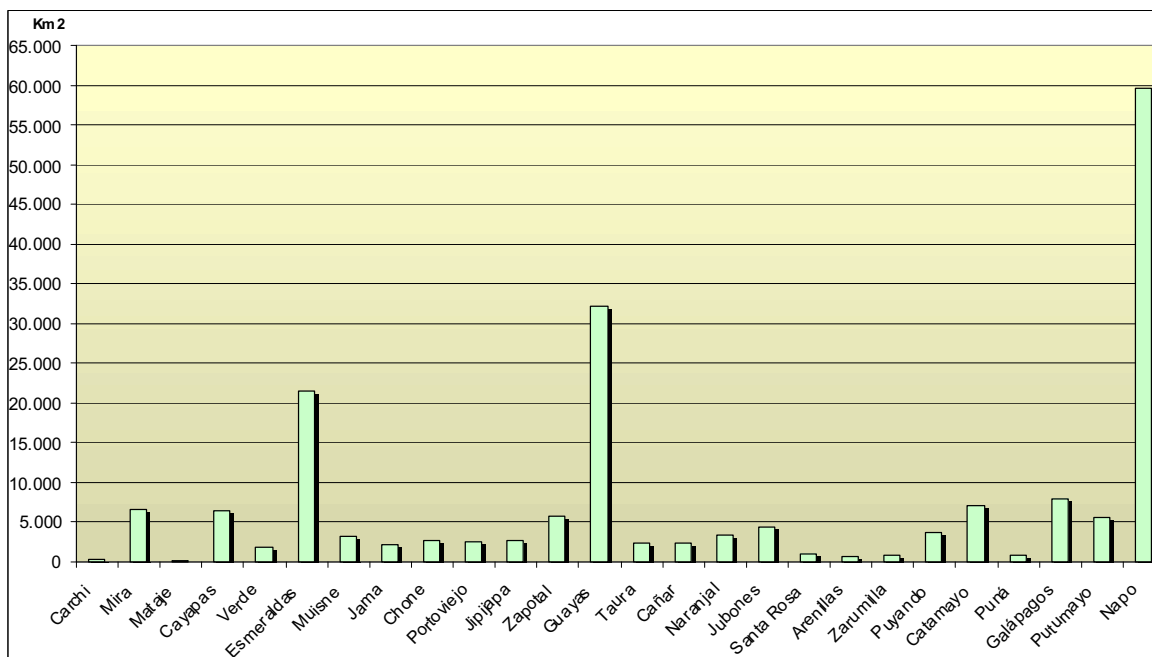
Cuadro No.4
Sistemas Hidrográficos del Ecuador

SISTEMAS HIDROGRÁFICOS DEL ECUADOR			
No	VERTIENTE	SISTEMA HIDROGRÁFICO	ÁREA
1	PACÍFICO	Carchi	372,00
2	PACÍFICO	Mira	6.555,00
3	PACÍFICO	Mataje	237,00
4	PACÍFICO	Cayapas	6.421,00
5	PACÍFICO	Verde	1.904,00
6	PACÍFICO	Esmeraldas	21.553,00
7	PACÍFICO	Muisne	3.136,00
8	PACÍFICO	Jama	2.243,00
9	PACÍFICO	Chone	2.696,00
10	PACÍFICO	Portoviejo	2.505,00
11	PACÍFICO	Jipijapa	2.680,00
12	PACÍFICO	Zapotal	5.738,00
13	PACÍFICO	Guayas	32.218,00
14	PACÍFICO	Taura	2.449,00
15	PACÍFICO	Cañar	2.414,00
16	PACÍFICO	Naranjal	3.395,00
17	PACÍFICO	Jubones	4.361,00
18	PACÍFICO	Santa Rosa	1.062,00
19	PACÍFICO	Arenillas	653,00
20	PACÍFICO	Zarumilla	831,00
21	PACÍFICO	Puyango	3.682,00
22	PACÍFICO	Catamayo	7.178,00
23	PACÍFICO	Puná	923,00
24	PACÍFICO	Galápagos	8.010,00
25	AMAZONAS	Putumayo	5.604,00
26	AMAZONAS	Napo	59.505,00
27	AMAZONAS	Tigre	8.757,00
28	AMAZONAS	Pastaza	23.190,00
29	AMAZONAS	Morona	6.588,00
30	AMAZONAS	Santiago	24.920,00
31	AMAZONAS	Chinchi	3.162,00
Subtotal área sistemas (1 - 31)			254.942,00
Áreas Insulares			1.428,00
ÁREA TOTAL			256.370,00
Km2			

Fuente: Consejo Nacional de Recursos Hídricos CNRH, 2002; CONELEC

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Gráfico No. 12
Niveles Hidrográficos del Ecuador



Fuente: Consejo Nacional de Recursos Hídricos 2002; CONELEC
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

2.2.6 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)

El Mercado Eléctrico Mayorista está constituido por los generadores, los distribuidores y los grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado, y es el punto de encuentro entre la oferta y la demanda.

Las transacciones que pueden celebrarse en el MEM son:

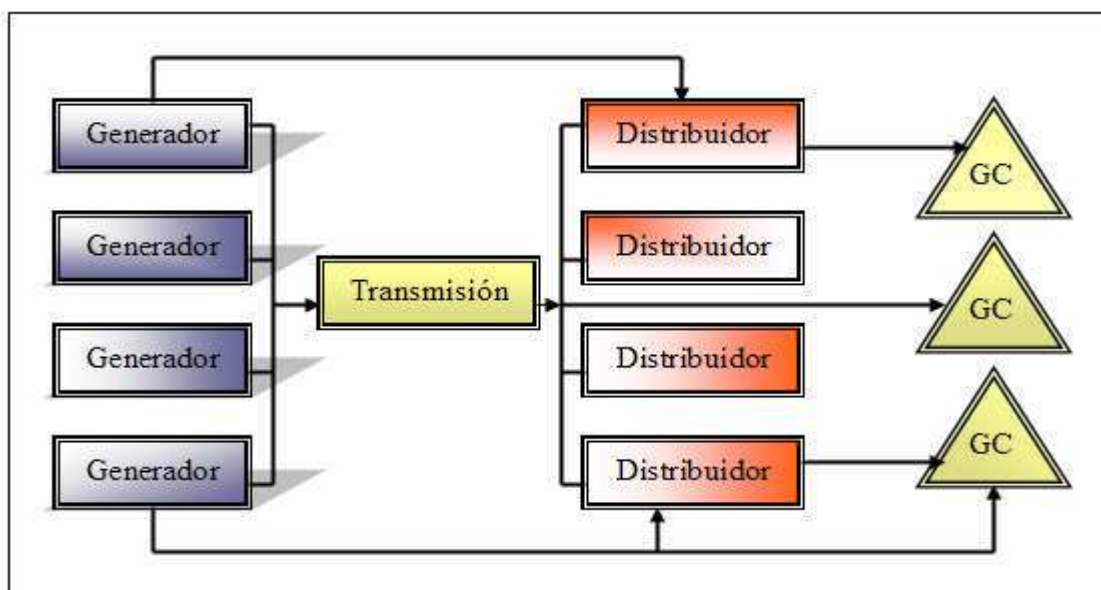
- Transacciones en el Mercado Ocasional (Mercado Spot).
- Contratos a Plazo de libre acuerdo entre las partes (Mercado de Contratos).

El MEM abarca todas las transacciones de suministro eléctrico que se celebran entre generadores y distribuidores, entre generadores y grandes consumidores e incluye también las transacciones de importación y exportación (Ver esquema adjunto).

- Los Generadores (G) suministran energía a distribuidores o grandes consumidores a través de contratos o a través del MEM.

- Los Distribuidores (D) operan redes localizadas en forma monopólica, excepto con los grandes consumidores.
- Los Grandes Consumidores (GC) pueden comprar energía de generadores o del MEM.
- El Transmisor (T) se constituye en el vínculo entre los Agentes del MEM. No interviene en las transacciones de compra-venta de Energía.
- El administrador del MEM y operador independiente del sistema es la Corporación Centro Nacional de Control de Energía, CENACE.

Gráfico No. 13
Composición del M.E.M



Fuente: Catálogo Resumen de la Generación Eléctrica en el Ecuador 1ª parte. Septiembre 05, CONELEC
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

2.2.7 LOS FIDEICOMISOS

“Consisten en la transmisión de uno o más bienes, cantidades de dinero o derechos, presentes o futuros, a una persona natural o persona jurídica llamada fiduciario, para que sean administrados o invertidos de acuerdo a un contrato, a favor del propio fideicomitente o de un tercero, llamado beneficiario.

El fideicomiso es un contrato por el cual una persona destina ciertos bienes a un fin lícito determinado, encomendando la realización de ese fin a una institución fiduciaria. El fideicomiso es un negocio jurídico por el que una persona llamada fideicomitente, transmite bienes a otra llamada fiduciario, con fines específicos y en beneficio de un tercero llamado fideicomisario.

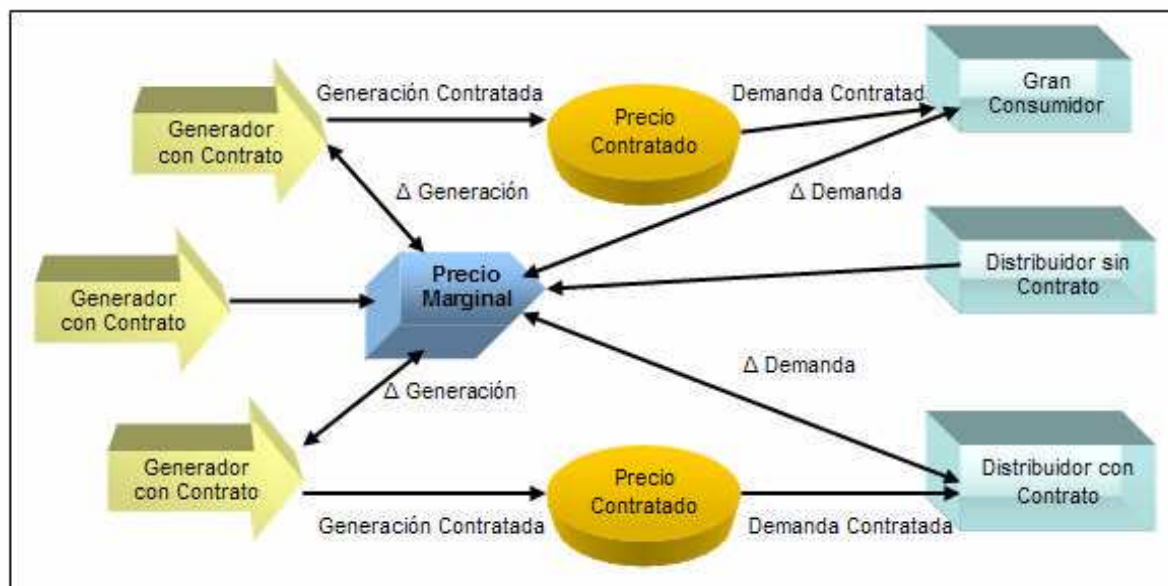
Según los expertos en el tema, el Fideicomiso posee ciertas características que marcan su concepto, a saber:

- Autonomía: el patrimonio dado en fideicomiso es independiente del resto de los bienes del fideicomitente, el fiduciario y el beneficiario.
- Titularidad: el fideicomitente transmite la propiedad de los bienes fideicometidos al fiduciario, el cual será el titular hasta la obtención del fin del fideicomiso, invirtiéndolo de acuerdo a estrictas pautas de seguridad y rentabilidad.
- Inembargabilidad: por el traspaso que realiza el fideicomitente al fiduciario, los bienes dados en fideicomiso dejan de formar parte del patrimonio del fideicomitente, no pudiendo ser objeto de embargo salvo que leyes especiales dispongan lo contrario. Los intereses generados por éste patrimonio sí son embargables.”³⁵

En vista que las tarifas reales que pagan los clientes finales a las empresas distribuidoras son menores a la tarifa meta, se han establecido varios FIDEICOMISOS, a través de los cuales se realiza el pago a las empresas de distribución, transmisión y generación de energía, siguiendo un orden de prioridad de pagos preestablecido.

³⁵ <http://es.wikipedia.org/wiki/Fideicomiso>

Gráfico No. 14
Esquema del funcionamiento del precio de la energía en el MEM



Fuente: Catálogo Resumen de la Generación Eléctrica en el Ecuador 1ª parte. Septiembre 05, CONELEC
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Lo manifestado anteriormente se resume en lo siguiente, considerando el gráfico No. 14: el precio de la energía en el mercado de energía mayorista, se inicia, evidentemente, desde el sistema de generación, por lo común, posee un contrato, por medio del cual puede definir un precio marginal, aceptado por el gran consumidor, el distribuidor sin contrato y del distribuidor con contrato, estos últimos sujetos a la demanda en el mercado, Otro camino del campo de generación contratada, permite fijar un precio contratado que se orienta hacia el gran consumidor (que es el final de la cadena producción-consumo) o hacia el distribuidor con contrato, que comercializará la energía eléctrica. Por tanto se tienen dos tipos de precios el denominado marginal y el contratado, que se negocian en sistema oferta – demanda.

2.2.8 LAS TARIFAS

Según los artículos 53 y 57 de la LRSE, se asigna al CONELEC la facultad de fijar y aprobar los pliegos tarifarios que deben regir para la facturación a los consumidores finales.

Las tarifas incorporadas a estos pliegos tarifarios incluyen:

- Precios referenciales de generación,
- Costos medios del sistema de transmisión; y,
- El valor agregado de distribución (VAD).

La tarifa media a usuario final aprobada en octubre de 2003, ascendió a 9,16 US¢/kWh; mientras que la aprobada a marzo de 2004, fue de 8,69 US¢/kWh. La última tarifa aprobada por el CONELEC se desglosa de la siguiente manera (se indican los valores del precio referencial de generación –PRG- tanto de energía como de potencia):

Cuadro No.5
Composición de la tarifa media al consumidor final

<i>Ítem</i>	<i>Tarifa</i> <i>[US¢/kWh]</i>
Generación	4,17
PRG energía	3,09
PRG potencia	1,08
Transmisión	0,71
Distribución	3,82
Total	8,69

Fuente: Catálogo Resumen de la Generación Eléctrica en el Ecuador 1ª parte. Septiembre 05, CONELEC
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

CAPITULO III

3. ESTUDIO DE INVERSIONES

“Todos queremos creer que nuestras decisiones de inversión son buenas. Ante una evidencia en sentido contrario, los mecanismos de defensa del cerebro actúan filtrando la información que se recibe y alterando el recuerdo de las rentabilidades de las inversiones.”

John R. Nofsinger

3.1. EPIGRAFE

El estudio de inversiones se basa en las técnicas para elegir y comparar entre alternativas de inversión de capitales con base en la conveniencia económica. Con el continuo avance de la ciencia y tecnología en los ámbitos: industriales, comerciales, telecomunicaciones e información, etc., la toma de decisiones en el aspecto de inversiones económicas se torna cada día más compleja y al mismo tiempo más importante.

“Los análisis económicos sirven para cuantificar diferencias entre alternativas y reducirlas a elementos básicos que faciliten la comparación y la selección de proyectos de inversión.”³⁶

La importancia de los análisis varían según las condiciones de cada organización; su importancia es tal que de acuerdo a la óptima elección de opciones de inversión la organización puede lograr un éxito o fracaso.

En primera instancia en lo referente a la toma de decisiones racionales de inversión, es el reconocimiento de la existencia de un problema u oportunidad. “En situaciones comunes el reconocimiento de un problema es obvio e inmediato por ejemplo una máquina descompuesta o una capacidad de producción inadecuada se notan con mucha facilidad pero en general existen numerosas oportunidades importantes para mejorar o aliviar lo que podía convertirse en un problema futuro, el cual no resulta obvio sino mediante una búsqueda y un

³⁶ Canada, Jhon, William Sullivan y Jhon White. *Análisis de la inversión de capital para ingeniería y administración*. México, Prentice-Hall, 1997.

análisis. Una vez que se tiene conciencia del problema u oportunidad, pueden realizarse acciones para solucionarlo o aprovecharlo.”³⁷

En este caso el problema innegable es una capacidad de producción inadecuada y cortoplacista para satisfacer la demanda actual y futura de electricidad de bajo costo (que puede solucionarse mediante hidroelectricidad) en el país.

3.2 INVERSIONES

“Las inversiones sean estas a corto o a largo plazo, representan distribuciones monetarias que las compañías realizan para obtener rendimientos o dividendos que ayuden a ampliar el capital de la empresa. Las inversiones en un corto plazo son colocaciones prácticamente efectivas en cualquier momento a diferencia de las de largo plazo que representan un poco más de riesgo dentro del mercado. Las acciones por su parte son títulos que representan valores de cada una de las partes de una compañía. En el caso de que el precio de una acción en el mercado financiero baje, no hay certeza de que esta disminución sea temporal o permanente. Por esta razón, existen diferentes formas de valoración que se aplican para contabilizar las inversiones en valores de deudas negociables (bonos) y en valores patrimoniales negociables (acciones).

3.2.1 INVERSION

“Representan colocaciones de dinero sobre las cuales una empresa espera obtener algún rendimiento a futuro, ya sea, por la realización de un interés, dividendo o mediante la venta a un mayor valor a su costo de adquisición.

3.2.2 INVERSIONES TEMPORALES.

Generalmente las inversiones temporales consisten en documentos a corto plazo (certificados de depósito, bonos tesorería y documentos negociables), valores negociables de deuda (bonos del gobierno y de compañías) y valores negociables de capital (acciones preferentes y comunes), adquiridos con efectivo que no se

³⁷ Canada, Jhon, William Sullivan y Jhon White. *Análisis de la inversión de capital para ingeniería y administración*. México, Prentice-Hall, 1997.

necesita de inmediato para las operaciones. Estas inversiones se pueden mantener temporalmente, en vez de tener el efectivo, y se pueden convertir rápidamente en efectivo cuando las necesidades financieras del momento hagan deseable esa conversión.”³⁸

3.2.3 INVERSIONES A LARGO PLAZO.

Son colocaciones de dinero en las cuales una empresa o entidad, decide mantenerlas por un período mayor a un año o al ciclo de operaciones, contando a partir de la fecha de presentación del balance general.

Cuadro No.6
Diferencias entre inversiones temporales e inversiones a largo plazo

Inversiones temporales	Inversiones a largo plazo
Consisten en documentos a corto plazo	Son colocaciones de dinero en plazos mayores de un año.
Las acciones se venden con más facilidad.	Las acciones adquiridas a cambio de valores que no son efectivos.
Se convierten en efectivo cuando se necesite.	No están disponibles fácilmente porque no están compuestas de efectivo sino por bienes.
Las transacciones de las inversiones permanentes deben manejarse a través de cuentas de cheques.	El principal objetivo es aumentar su propia utilidad, lo que puede lograr 1) directamente a través del recibo de dividendos o intereses de su inversión o por alza en el valor de mercado de sus valores, o 2) indirectamente, creando y asegurando buenas relaciones de operación entre las compañías y mejorando así el rendimiento de su inversión.

³⁸ <http://www.monografias.com/trabajos11/item/item.shtml>.

Consisten en documentos a corto plazo (certificados de deposito, bonos tesorería y documentos negociables)	Consisten en valores de compañías: bonos de varios tipos, acciones preferentes y acciones comunes.
--	--

3.2.3.1 *Inversiones en acciones.*

“El método de costos es aplicable a las inversiones pasivas en valores de especulación no realizables, como las acciones de una compañía de propiedad restringida. Tales inversiones no tienen valor de mercado y no se pueden clasificar como circulantes más que cuando su venta es inminente.

Originalmente la inversión se registra al costo de las acciones adquiridas pero después se ajusta en cada periodo de acuerdo con los cambios en el activo neto de la compañía donde se hizo la inversión. Es decir, el valor en libros de la inversión aumenta (disminuye) periódicamente, de acuerdo con la participación que tiene el inversionista en las ganancias (perdida), y disminuye en cantidades iguales a todos los dividendos que el inversionista recibe de la compañía.

El método de participación da reconocimiento al hecho de que las ganancias de la compañía hacen aumentar el activo neto de la compañía, que es la base de la inversión; y que las pérdidas y los dividendos disminuyen este activo neto.

El uso de los dividendos como base para reconocer utilidad plantea un problema adicional. Por ejemplo, supóngase que la compañía declara una pérdida neta pero el inversionista usa su influencia para exigir el pago de un dividendo. En este caso el inversionista declara una utilidad aún cuando la compañía este sufriendo una pérdida. En otras palabras, si se usan los dividendos como base para reconocer utilidad, no se manifiesta correctamente la situación económica.

Con el método de participación el ingreso periódico del inversionista se compone de la parte proporcional de las ganancias de la compañía donde invirtió (ajustada para eliminar ganancias y pérdidas entre las compañías) y la amortización de la diferencia entre los costos iniciales del inversionista y su parte

proporcional del valor en libros de la compañía donde invirtió en la fecha de adquisición. Y si la utilidad neta de la compañía donde se hizo la inversión incluye partidas extraordinarias, el inversionista trata la parte proporcional de ellas como partidas extraordinarias y no como ingreso ordinario de una inversión antes de partidas extraordinarias.³⁹

3.2.4. METAS DE LAS INVERSIONES

“Por una parte resulta fácil establecer la meta de inversiones en valores: ganar dinero. Para ganar dinero mediante la inversión en valores se requiere que el inversionista seleccione algún nivel de riesgo, donde, se vuelve más difícil especificar la meta de la inversión.

Primero, se supone que el inversionista está interesado sólo en los beneficios monetarios de la inversión. Por ejemplo, el inversionista no está interesado en el placer que pudiera obtener de vigilar día a día una cartera de inversiones. Segundo, también se supone que el inversionista prefiere tener más riquezas que menos, si los demás factores permanecen iguales. Por último, se supone que el inversionista siente aversión al riesgo; es decir, el inversionista prefiere evitar el riesgo siempre que sea posible. Esto no significa que el inversionista se negará a correr riesgos. Más bien significa que exigirá una compensación, bajo la forma de una mayor utilidad esperada de inversión, por correr riesgos.

Estas dos últimas suposiciones, que parecen describir en forma bastante realista a la mayoría de las personas, presentan la tensión fundamental que caracteriza la inversión en valores. Las oportunidades de inversión que parecen ofrecer el mayor aumento en riqueza también tienden a ser las más riesgosas. Por eso es que el inversionista normalmente se enfrentará a una situación en la cual un beneficio -un rendimiento más alto sobre la inversión- tendrá que ser intercambiado por un elemento no deseado -el riesgo de la inversión-. Si no existiera el conflicto, entre lo deseable de las grandes utilidades sobre la inversión

³⁹ <http://www.monografias.com/trabajos11/item/item.shtml>.

y el riesgo que lleva consigo el buscar esas grandes utilidades, sería bastante sencillo establecer la meta de las inversiones en valores.

Conociendo el hecho que, el inversionista, está en una posición constante de tratar de asegurar altas utilidades sobre la inversión, al mismo tiempo que trata de controlar la exposición al riesgo, la meta de la inversión se puede expresar en la siguiente forma:

Para un determinado nivel de riesgo, asegurar el rendimiento esperado más alto posible, o, para una determinada tasa de rendimiento requerida, asegurar el rendimiento con el menor riesgo posible.

Esta definición de la meta de la inversión presenta con claridad la naturaleza del intercambio entre el riesgo y el rendimiento. Sin embargo, las palabras claves en la definición (*riesgo/rendimiento*) no están especificadas con la suficiente exactitud. También, la definición no es muy útil en cierta forma. Mientras presenta con claridad la existencia del intercambio entre el riesgo y el rendimiento, no dice nada sobre cómo el inversionista debe llevar a cabo el intercambio.”⁴⁰

3.2.5 MEDICIÓN DEL RENDIMIENTO

Existen diferentes técnicas para medir el rendimiento de una inversión. En la siguiente sección se indican algunas de las más útiles.

3.2.5.1. Medición del rendimiento en el período de tenencia (HPR)

La medición del rendimiento en de período de tenencia, o HPR, se puede definir en forma muy simple:

$$HPR = \frac{\text{Valor actual de la inversión}}{\text{Valor original de la inversión}}$$

Esto se ilustra mejor con un ejemplo:

⁴⁰ <http://www.monografias.com/trabajos11/item/item.shtml>.

Suponga que el 1° de Abril de un año determinado, se compró una acción de la compañía XYZ en \$ 88. Tres meses más tarde, el 1° de Julio la acción tenía un valor de \$ 94,50, en este caso el período de tendencia fue de tres meses, el del 1° de Abril al 1° de Julio. De acuerdo con la fórmula que se presentó antes, el rendimiento en el periodo de tendencia de esta inversión sería:

$$HPR = \frac{94,50}{88,00} = 1.0739$$

El resultado de esta simple división indica que existe una utilidad sobre la inversión inicial por la compra de acciones.

Hay varias ventajas en utilizar el *HPR* como una medida de rendimiento. Dos de ellas son su facilidad de cálculo y su capacidad de interpretación con tan solo una mirada. La utilidad sobre una inversión daría como resultado un *HPR* mayor que 1. Un *HPR* inferior indicaría una pérdida. El “sin cambio” de la inversión estaría indicado por un *HPR* de 1. En el peor de los casos, cuando se pierde la inversión, el *HPR* es cero. El *HPR* no puede ser negativo.

3.2.5.2. Producto en el período de tenencia (*HPY*)

Mientras que el *HPR* es una medida conveniente del desempeño de una inversión y es utilizada ampliamente, tiene ciertas limitaciones. Debe convertirse al producto (o rendimiento porcentual) en el período de tenencia (*HPY*) para presentarlos en términos de porcentajes. La relación entre *HPR* y *HPY* es muy directa:

$$HPY = HPR - 1$$

En el ejemplo el producto (o rendimiento porcentual) en el período de tenencia sería:

$$HPY = 1.0739 - 1 = 0.0739 = 7.39\%$$

Otra limitación de *HPR* es su falta de precisión. El decir que esta inversión en particular tuvo un *HPR* de 1.0739 o un 7.39% no da información suficiente sobre el desempeño de esta inversión. En particular esta inversión abarcaba tres meses por lo que sería difícil comparar su desempeño con el de otra inversión con un marco de tiempo diferente. Para solucionar este problema los rendimientos y los productos se representan en forma anualizada. Esto hace que sea mucho más fácil comparar el desempeño de varias inversiones.

3.2.5.3 *HPR* y *HPY* anualizados

En el ejemplo anterior la inversión produjo una tasa de rendimiento o una *HPY* de 7.39% el solo tres meses. Este *HPY* sencillo se puede convertir a una cifra utilizando el *HPR* simple y aplicando la siguiente fórmula:

$$HPR_{anualizado} = HPR^{1/n} \quad (1.3)$$

Donde n = es el número de años que le conserva la inversión.

La inversión tenía un *HPR* de 1.0739 y se conservó durante tres meses (1/4 de un año). El *HPR* anualizado se puede calcular utilizando la ecuación anterior de la forma siguiente:

$$HPR_{anualizado} = (1.0739)^{1/0.25} = (1.0739)^4 = 1.33$$

El *HPY* anualizado mantiene la misma relación con el *HPR* anualizado de la misma forma que la mantiene el *HPY* simple con el *HPR* simple:

$$HPR_{anualizado} = HPR_{anualizado} - 1$$

En el ejemplo de *HPY* anualizado se calcula que es el 33%:

$$HPR_{anualizado} = 1.33 = 33\%$$

Una falsa interpretación común es pensar que si una inversión tiene un HPY de 7.39% en una cuarta parte de un año, su tasa anual sería cuatro veces mayor, o sea 29,56%. Esto no es así. Si una inversión en realidad gana el 7.39% en tres meses, entonces la utilidad está disponible para reinversión y es necesario tomar en cuenta la potencia de reinversión el que se basa en el interés compuesto.

El método que se muestra en la ecuación 1.3 supone en forma implícita, que las utilidades sobre la inversión se pueden calcular a un intervalo igual al período durante el cual se midió originalmente el HPR. En el ejemplo, el método de cálculo supone que la inversión ganará un HPY de 7.39% cada trimestre y que los fondos invertidos de un trimestre a otro incluirán las ganancias (o pérdidas) de los trimestres anteriores. En contraste, el multiplicar solo el HPY de 7.39% del primer trimestre por cuatro con el fin de obtener aproximadamente el rendimiento para el año, representaría suponer en forma implícita que no ha habido reinversión de ningún tipo.

Es importante tomar en cuenta estas diferencias que incluso juegan un papel importante en la política sobre la inflación. Supóngase que en algún mes de enero la tasa de inflación es del 2%. Si se quisiera extrapolar la tasa de inflación de enero al año completo tendríamos por lo menos dos alternativas.

Para las fuerzas opuestas al gobierno, por ejemplo, la tendencia natural sería utilizar una suposición compuesta, puesto que al tomar en cuenta el factor de reinversión siempre se producirá un resultado mayor. Estos políticos pueden decidir que la tasa de inflación de enero representaba una tasa anual del 26,82%.

En realidad esto sería razonable puesto que los políticos estarían suponiendo que cada mes se producirá un aumento de precios del 2% sobre el nivel de precios existente al inicio del mes. Este tipo de cálculo sería:

$$\text{Tasa anual de inflación} = (1.02)^{12} - 1 = 1.2682 - 1 = 26.82\%$$

Por tanto, el elevar 1.02 a la potencia 12 refleja la suposición que se producirá un aumento mensual del 2%, lo cual será de igual forma un aumento sobre el resultado del mes anterior. Éste es exactamente el mismo cálculo utilizado en el ejemplo anterior, para determinar un HPY anualizado.

La administración a la que se le acuse de defender una tasa anual del 24%; (2% x 12), en lugar del 26,82%, muestra de cualquier forma, que la tasa de inflación es bastante mala, pero probablemente en este caso será más exacto tomar en cuenta la composición real de la inflación.

Todos estos cálculos de rendimiento utilizan implícitamente alguna suposición sobre el intervalo de reinversión. El punto importante es estar consciente que está realizando alguna suposición lógica y utilizarla pensando que sea racionalmente comparable cuando se trata de analizar los rendimientos de dos o más inversiones.

3.2.6 MEDICIÓN DEL RIESGO

Existen muchas formas de hablar sobre riesgo y la mayor parte de ellas llevan a conclusiones erróneas hasta cierto grado (por ejemplo, las personas de la comunidad inversionista con frecuencia hablan sobre “riesgo del lado inferior” y “potencial del lado superior”). Simplemente para mayor conveniencia es muy útil que el método de medición del riesgo sea estandarizado y más preciso. Este método enfoca su atención sobre la varianza (VAR) y la desviación estándar (SD) de HPR o del HPY. Una característica conveniente de estas mediciones de riesgo es que tienen una relación definida. La varianza es el cuadrado de la desviación estándar.

$$VAR = SD^2$$

“La decisión de medir el riesgo mediante la varianza o la desviación estándar, implica que el inversionista está interesado en la dispersión que el HPR o el HPY tengan de su media (promedio). Mientras mayor sea la posibilidad de

obtener un resultado alejado de la media., mayor es el riesgo de una inversión en particular.

No obstante ésta, es solo una fórmula intuitiva de explicar la idea de riesgo que se mide mediante la varianza o la desviación estándar. No siempre es conveniente o significativo hacer comparaciones de riesgos en esta forma, por lo que resulta valioso tener una medida más exacta, que se obtiene mediante la varianza o desviación estándar de la HPR. La varianza de HPR se define mediante la siguiente ecuación:

$$HPR_{medio} = \frac{[HPR_t - HPR_{medio}]^2}{T}$$

Donde:

T= el número de HPR individuales que se utilizan para realizar el cálculo.

HPR medio= el HPR medio aritmético”⁴¹

3.2.7 CLAVES DE LA INVERSION

“Una vez que se ha estudiado la medición adecuada de los rendimientos y riesgos de la inversión, se debe dar ahora algunas pautas generales sobre cómo estas medidas pueden jugar un papel en la estrategia de inversión.

Esta sección intenta brindar una visión amplia de las claves para la inversión en valores.

Se ha puesto mucho énfasis sobre el rendimiento y el riesgo debido a que la correcta comprensión de estos dos conceptos (y la relación entre ellos) es absolutamente fundamental para el éxito de la inversión. Casi todos los inversionistas prefieren altos rendimientos y bajos riesgos. Desafortunadamente resulta delicado encontrar estas inversiones y si se logra encontrar, muy difícil negociar pues tienen gran demanda.

⁴¹ Canada, Jhon, William Sullivan y Jhon White. *Análisis de la inversión de capital para ingeniería y administración*. México, Prentice-Hall, 1997.

Esto implica que existen intercambios entre riesgo/rendimiento. El inversionista que exige altos rendimientos tiene que estar dispuesto a aceptar altos riesgos. Ésta es la **primera clave** de una inversión exitosa: estar conscientes de la existencia del intercambio riesgo/rendimiento y comprender su naturaleza con el fin de desarrollar una estrategia de inversión óptima.

La **segunda clave** para tener éxito en la inversión es comprender que “no hay comida gratis”. Éste es un dicho muy popular entre los economistas, a quienes les agradan los dichos extraños. Significa que no se puede obtener algo que se desea sin pagar por él, de una forma u otra. En el caso de la inversión en valores la “comida” es el alto rendimiento y el precio que se paga es el riesgo que se corre. Por consiguiente, esta segunda clave está estrechamente relacionada con la primera. Pero también significa algo más. En un sentido importante, a los inversionistas se les paga un “precio de equilibrio” por correr riesgos. El comprender cómo se determina y se mide este precio del riesgo le da al probable inversionista o director de inversiones una visión mucho más profunda de los riesgos y posibles recompensas de la inversión.

La **tercera clave** es comprender en forma correcta la medición del desempeño realizado o de los resultados logrados. Si existe un intercambio entre riesgo/rendimiento y no existe “comida gratis” en el mercado de valores, la medición del desempeño o resultado se vuelve mucho más complicada.

No se puede medir el desempeño simplemente por las utilidades obtenidas en un determinado período de operación. En lugar de ello, para medir el desempeño es necesario conocer qué tan bien le fue a un inversionista en relación al riesgo que esta corriendo. Esto implica que las historias de los grandes éxitos en las inversiones casi no tienen sentido como evidencia de un mejor desempeño. Para medir de un modo racional el desempeño es necesario colocar el mismo dentro de la red del riesgo y rendimiento.

En resumen, la comprensión de estas tres ideas ayuda a determinar el éxito de un inversionista en el mercado.

1. Existe un intercambio entre riesgo/rendimiento en el mercado de valores.

2. No se puede esperar un alto rendimiento sin correr también un alto grado de riesgo.
3. El éxito o el fracaso de cualquier desempeño de inversión sólo se puede medir considerando tanto el rendimiento que se obtuvo como el grado de riesgo que se corrió.⁴²

3.2.8 CAUSAS DE LA CRECIENTE CRISIS ENERGETICA

Es innegable que en el Ecuador se vive continuamente períodos de gran incertidumbre en lo referente a la disponibilidad de energía eléctrica. Es increíble que en esta época aún se vea afectada nuestra tranquilidad y comodidad por las condiciones climáticas. Esto se debe a que por parte de las entidades responsables de garantizar la correcta producción de electricidad ha existido un gran descuido en lo que tiene que ver con la modernización y reestructuración de este sector que constituye parte de vital importancia para el desarrollo de las naciones.

Una de las inmediatas soluciones a plantear dentro de esta problemática, es que el SHN debe satisfacer el progresivo incremento de la demanda de electricidad, pues, según datos obtenidos en el último Censo de Población, efectuado en el mes de Noviembre de 2001 sobre el abastecimiento eléctrico se cuenta que un 89.7% de las viviendas del país tiene energía eléctrica, mientras que el 10.3% no dispone de este servicio básico, que constituye un derecho de todos los ciudadanos de este país.

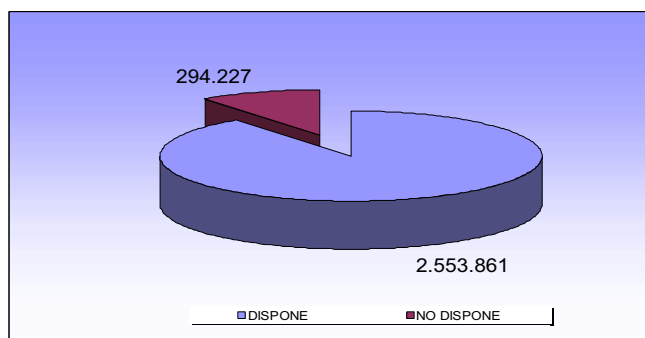
Cuadro No.7
Cobertura Eléctrica al 2001

	Hogares	Porcentaje
DISPONE	2.553.861	89.7
NO DISPONE	294.227	10.3

Fuente: INEC. V Censo de Vivienda, 2001
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

⁴² Kolb, Robert. Inversiones. México D.F, Limus Grupo Noriega Editores/Baldera, 1996

Gráfico No. 15
Cobertura Eléctrica en los Hogares



Fuente: INEC. V Censo de Vivienda, 2001
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

3.3 ANALISIS FINANCIERO DE INVERSIONES EN EL SECTOR HIDROELECTRICO NACIONAL (SHN)

La crisis eléctrica en nuestro país se ve reflejada en la falta de lluvias que reducen los niveles mínimos de cotas necesarias para la generación eléctrica, motivo por el cual nos vemos enfrentados continuamente a campañas de ahorro de electricidad con el fin de conjurar los racionamientos eléctricos.

A las desventajas climáticas que se sufre en determinados periodos se suma la fragilidad del sistema estructural del modelo de generación y distribución eléctrica, esto en gran parte es responsabilidad de la carencia de grandes inversiones que no han podido aprovechar el inmenso potencial hídrico que tiene el país, a esto se le debe añadir la precaria administración de la que gozan las entidades responsables.

Debemos añadir un considerable y grave problema que se traduce en la imposibilidad de modernizar el sector; este problema lo causan los grupos sindicales, que evitan el progreso, por la búsqueda de sus intereses, y la corrupción. Al fin y al cabo, los que pagan por estas ineficiencias y actos de corrupción, son los consumidores; en donde no solo ocurre esto; sino que los apagones se vuelven un problema cíclico y tradicional.

* Esta información corresponde a un aproximado de una familia típica de cuatro miembros por vivienda.

Las crisis producidas en los últimos años han provocado una creciente importación de electricidad, tanto del Perú como de Colombia; por ejemplo la publicación por Internet del diario Perú Informa, en el 10 de octubre de 2006, Ecuador compró 95 megavatios hora.

Por tanto las estrategias de inversiones del sector eléctrico en general se resumen en:

- Importación de electricidad, de los países vecinos.
- Compra de millones de galones de diesel para las generadoras termoeléctricas.
- “Privatización” de las empresas generadoras de electricidad, en donde el estado es el único dueño con el fin de pagar impuestos a la renta.

3.4 METODOS DE VALORACIÓN DE INVERSIONES.

Las metas de las empresas hidroeléctricas, en cuanto a Administración Financiera, son extremadamente concretas: crear valor para aumentar su acervo de capital, y mediante esta actividad mejorar el servicio e incrementar su producción.

3.4.1 ANALISIS FODA PARA EL SHN

Análisis FODA para el SHN, es el que realizan las empresas cuando efectúan un proceso de planificación y consiste en analizar las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas a las que se enfrenta el proyecto. Se estima que la empresa ejerce cierto control sobre sus fuerzas y debilidades internas. Si se confirma la capacidad de fabricar productos de alta calidad, pero se admiten las deficiencias del departamento de marketing o mercadotecnia, se pueden centrar los objetivos en reforzar este último sin tener que esforzarse en mejorar la calidad. El control sobre las oportunidades y amenazas provenientes del exterior es menor. Antes de poder aprovechar las oportunidades que ofrece el mercado, primero hay que saber identificarlas. Estos dos elementos dependen sobre todo de la actuación de las empresas competidoras; dependiendo de las oportunidades que hayan identificado y estén explotando las empresas rivales, existirán mayores o menores amenazas. Sin embargo, las amenazas y

oportunidades a las que se enfrenta la empresa no dependen en exclusiva de la actuación de las otras empresas, también dependen de la legislación, de las tendencias en los gustos de los consumidores y de las nuevas tecnologías, entre otros muchos factores.

“El análisis FODA es un análisis muy subjetivo. Su utilidad potencial depende de la fiabilidad y exactitud del estudio. Su instrumentalidad efectiva depende de lo que se haga a partir de las conclusiones obtenidas tras efectuar el análisis. En última instancia, la validez de las conclusiones depende del examen previo de toda una serie de factores entre los que cabe destacar la productividad del trabajo, los canales de distribución, las técnicas, el volumen de ventas, el tamaño del mercado, etc. Si los datos obtenidos a partir de esta investigación son fiables, la importancia del análisis FODA dependerá de la mejor o peor valoración que se haga de estos datos y de las acciones que se tomen a partir del análisis. Por lo tanto, si una empresa llega a la conclusión de que es más fuerte de lo que representa en realidad, puede subestimar las amenazas a las que se enfrenta; mientras que una empresa que no identifica una oportunidad extraordinaria puede verse debilitada en el futuro.”⁴³

El análisis FODA es una de las herramientas esenciales que provee de los insumos necesarios al proceso de planeación estratégica, proporcionando la información necesaria para la implantación de acciones y medidas correctivas y la generación de nuevos proyectos de mejora.

En el proceso de análisis de las **fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas**, -Análisis FODA-, se considera los factores económicos, políticos, sociales y culturales que representan las influencias del ámbito externo al Sector Hidroeléctrico Nacional, que inciden sobre su quehacer interno, ya que potencialmente pueden favorecer o poner en riesgo el cumplimiento de la **Misión Institucional**. La previsión de esas oportunidades y amenazas posibilita la construcción de escenarios anticipados que permitan reorientar el rumbo del sector.

⁴³ Biblioteca de Consulta Microsoft © Encarta © 2005. © 1993-2004 Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.

Las *fortalezas y debilidades* corresponden al ámbito interno del sector hidroeléctrico, y dentro del proceso de planeación estratégica, se debe realizar el análisis de cuáles son esas fortalezas con las que cuenta y cuáles las debilidades que obstaculizan el cumplimiento de sus objetivos estratégicos. Entre algunas características de este tipo de análisis se encuentra las siguientes ventajas:

- Facilitan el análisis del quehacer institucional que por atribución debe cumplir el Sector Hidroeléctrico Nacional (SHN) en apego a su marco jurídico y a los compromisos establecidos en las políticas públicas.
- Facilitan la realización de un diagnóstico para la construcción de estrategias que permitan reorientar el rumbo institucional, al identificar la posición actual y la capacidad de respuesta de nuestra institución.
- Permiten identificar la congruencia entre la asignación del gasto público y su quehacer institucional.

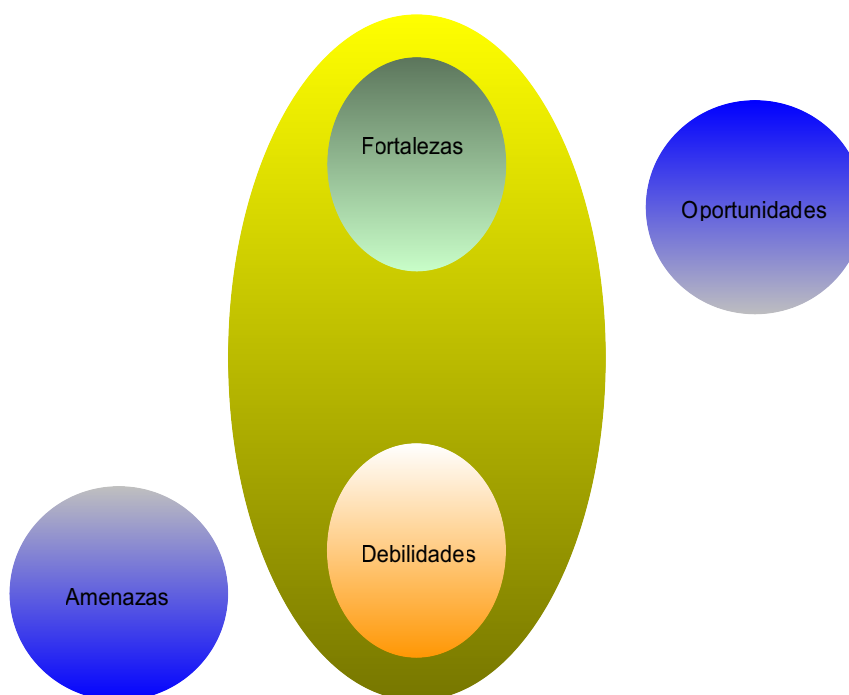
De esta forma, el proceso de planeación estratégica se considera funcional cuando las debilidades se ven disminuidas, las fortalezas son incrementadas, el impacto de las amenazas es considerado y atendido puntualmente, y el aprovechamiento de las oportunidades es capitalizado en el alcance de *los objetivos, la Misión y Visión* del Sector Hidroeléctrico Nacional.

3.4.1.1 ¿Cómo se identifican los elementos del análisis?

El análisis **FODA** es una técnica de planeación estratégica que permite crear o reajustar a una estrategia, ya sea de negocios, mercadotecnia, comunicación, relaciones públicas, etc.

El análisis permitirá conformar un cuadro de la situación actual de una empresa u organización y, de esta manera, obtener un diagnóstico preciso que permita tomar decisiones acordes con los objetivos y políticas formulados por tal organismo.

Gráfico No. 16
Esquema del modelo FODA



Elaborado: Alex Armijos / Gustavo Zambrano

Para determinar las **fortalezas** y **debilidades** se debe tener conocimiento de la empresa, de sus servicios y/o productos para poder determinarlas. Las **fortalezas** son los diferenciadores con respecto a la competencia; las cuales se deben mantener e incrementar. Las **debilidades** son componentes que se debe mejorar para convertirlo en fortaleza.

Las fortalezas se clasifican en:

- **Comunes:** cuando es poseída por varias empresas o cuando varias están en capacidad de implementarla.
- **Distintivas:** cuando una misma fortaleza es poseída por un pequeño número de competidores. Son las que generan ventajas competitivas y desempeños superiores a las del promedio industrial. Son poco susceptibles de copia o imitación cuando se basan en estructuras sociales complejas, o aquellas que no pueden ser comprendidas por la competencia o cuando su desarrollo se produce u obtiene a través de una coyuntura única que las demás empresas no pueden seguir.

- **De imitación:** son grandes capacidades de copiar y mejorar las fortalezas distintivas de los demás.

Las **debilidades** se refieren básicamente a desventajas competitivas, las cuales se presentan cuando no se implementan estrategias generadoras de valor que los competidores sí implementan.

Al realizar el análisis externo se deben considerar todos los elementos de la cadena productiva, aspectos demográficos, culturales, políticos e institucionales. Se deben plantear preguntas como:

- ¿En qué áreas es difícil alcanzar altos desempeños y en cuáles se podrían generar altos desempeños?
- ¿Cuáles son las barreras que impiden que este producto alcance sus metas de participación en el mercado?

El análisis **FODA** es especialmente importante para el área de marketing debido al análisis externo, ya que se considera el mercado, su potencial y los aspectos sobre los cuales se podría ejercer influencia con el fin de producir recompensas para nuestras iniciativas.

3.4.2 EL MEDIO AMBIENTE EXTERNO: OPORTUNIDADES Y AMENAZAS.

En el análisis del medio ambiente externo, se deben considerar muchos factores. Las *amenazas* podrían incluir los problemas de inflación, escasez de energía, cambios tecnológicos, aumento de la población y acciones gubernamentales. En general, tanto las *amenazas* como las *oportunidades* podrían quedar agrupadas en las siguientes categorías: factores económicos, sociales o políticos, factores del producto o tecnológicos, factores demográficos, mercados y competencia, y otros.

3.4.2.1 Oportunidades para el Sector Hidroeléctrico Nacional.

Las *oportunidades*, como se ha explicado, se generan en un ambiente externo, donde el empleado y administrador de este sector, no tiene un control directo de las variables, sin embargo son eventos que por su relación directa o indirecta pueden afectar de manera positiva el desempeño de la labor académica y administrativa.

Éstas, se podrían presentar como políticas públicas que benefician la actividad de producción hidroenergética, o como acciones de organismos que aparentemente no se relacionan con la actividad de producción energética, pero que requieren de un desarrollo académico-administrativo para ser concretadas.

En este sentido, el *Sector Hidroeléctrico Nacional (SHN)* y los *planes sectoriales* ofrecen una amplia contribución al análisis de las oportunidades, ya que guían el quehacer nacional y en especial el de generación hidroeléctrica, dan lineamientos sobre las prioridades nacionales y en consecuencia la aplicación de los presupuestos que al final derivan en planes, programas, proyectos, actividades y metas.

El *SHN* define en gran medida hacia donde se dirige, entre otros aspectos, la generación energética en el país y sobre todo ofrece la oportunidad de diseñar estrategias claras que permitan al sector alcanzar sus objetivos, aún si existiera algún impedimento presupuestal. Esto nos lleva a considerar el análisis de la vinculación del *SHN* con los sectores productivos; a revisar aquellos órganos internos y externos al *SHN* que proporcionan recursos al sector.

La importancia de revisar las *oportunidades*, es de vital trascendencia, ya que en función de la seriedad del análisis se tendrá una ventana clara de lo que el exterior nos puede proporcionar con una adecuada selección de estrategias para su aprovechamiento.

3.4.2.2 Amenazas sobre el Sector Hidroeléctrico Nacional.

Al igual que las oportunidades, las *amenazas* se encuentran en el entorno de la Institución y de manera directa o indirecta afectan negativamente el quehacer

institucional, indicando que se deben tomar las provisiones necesarias para que las amenazas no interrumpen el quehacer diario ni demeriten su función.

Al igual que las oportunidades, al analizar las amenazas, se debe considerar los factores económicos, los factores políticos y sociales, los productos y la tecnología, los factores demográficos, la competencia y los mercados, entre otros.

La situación económica y política del país, por ejemplo, propicia el incremento de la competencia, cada día se establecen nuevas empresas generadoras de electricidad, y cada día las demás instituciones productoras de electricidad, públicas y privadas, se superan en calidad y eficiencia administrativa.

Asimismo, las amenazas podrían fungir como contrapesos de las oportunidades, ya que no todo será oportunidad ni amenaza pura, se deberá considerar ese criterio de temporalidad en función de las situaciones, por ejemplo: Si el tipo de cambio del dólar se prevé una tendencia en aumento para fines del 2007, y las necesidades de equipamiento de los sistemas de producción y mantenimiento es una prioridad de ésta administración, se debe considerar que con el paso del tiempo la prioridad debe disminuir al implementar y realizar programas congruentes con la disponibilidad financiera del sector -por obvias razones la urgencia debe disminuir, con el avance de programas de desarrollo-, necesitando nuevamente analizar éstas amenazas en un periodo razonable para medir el impacto de las acciones realizadas.

Por tanto, el análisis de las políticas públicas, del comportamiento del entorno de cada órgano del SHN, debe contribuir a definir lo que la presente administración debe hacer para impedir que dichas amenazas afecten el desempeño de la institución y sobre todo le imposibiliten lograr los nuevos retos en materia hidroenergética.

3.4.3 EL MEDIO AMBIENTE INTERNO: FORTALEZAS Y DEBILIDADES.

Las demandas del medio ambiente externo sobre la institución, deben ser cubiertas con los recursos de la organización. Las *fortalezas* y *debilidades* internas varían considerablemente para diferentes instituciones; sin embargo, pueden muy bien ser categorizadas en:

- (1) administración y organización,
- (2) operaciones,
- (3) finanzas y
- (4) otros factores específicos para la institución.

3.4.3.1 Fortalezas del SHN.

Las *fortalezas* se definen como la parte positiva de la institución de carácter interno, es decir, aquellos productos o servicios que de manera directa se tiene el control de realizar y que reflejan una ventaja ante las demás Instituciones del sector hidroeléctrico, producto del esfuerzo y la acertada toma de decisiones.

Las fortalezas se identifican básicamente a través de la evaluación de los resultados, por lo que resulta trascendente el tener sistemas de evaluación y de diagnóstico que permita de una fuente confiable, evaluar los avances o retrocesos de los planes y programas de cada área del sector hidroeléctrico en general.

3.4.3.2 Debilidades del SHN.

Es el caso contrario de las fortalezas, porque la principal característica de las *debilidades* es el afectar en forma negativa y directa el desempeño de la institución, derivándose en malos productos o servicios. Una debilidad puede ser disminuida mediante acciones correctivas, mientras que una amenaza, para ser reducida, solo se puede realizar acciones preventivas. Así, las debilidades se podrían atacar con acciones de corto plazo a efecto de eliminarlas y transformarlas en fortalezas; por ejemplo, la deserción escolar es un problema con muchas aristas, tales como la situación económica familiar (amenaza), los

malos sistemas de orientación vocacional (debilidad), el poco interés de los maestros en los problemas de los alumnos (debilidad), etcétera. Como se puede apreciar hay que determinar claramente cual es la interrelación que existe entre cada uno de los factores FODA y, en consecuencia, hacer precisamente acciones estratégicas que permitan que con un movimiento se corrijan dos o más debilidades o se amortigüen dos o más amenazas.

Existen debilidades que con el transcurso del tiempo se pueden convertir en fortalezas Así pues, las debilidades deberán de ser señaladas con todas sus letras, es decir, no debemos de ocultarlas por intereses diferentes que no sean el proponer y mejorar las políticas y los procesos educativos del instituto.

3.4.4 LA MATRIZ FODA

Al tener ya determinadas cuales son las FODA en un primer plano, se puede determinar los principales elementos de fortalezas, oportunidades, amenazas y debilidades, lo que implica ahora hacer un ejercicio de mayor concentración en dónde se determine, teniendo como referencias a la Misión y la Visión del Sector Hidroeléctrico Nacional, cómo afecta cada uno de los elementos de FODA. Después de obtener una relación lo más exhaustiva posible, se ponderan y ordenan por importancia cada uno de los FODA a efecto de quedarnos con los que revisten mayor importancia para la institución.

3.4.4.1 Estrategias.

La **Matriz FODA**, nos indica cuatro estrategias alternativas conceptualmente distintas. En la práctica, algunas de las estrategias se trasladan o pueden ser llevadas a cabo de manera concurrente y de manera concertada.

Pero para propósitos de discusión, el enfoque estará sobre las interacciones de los cuatro conjuntos de variables.

- **La Estrategia DA (Mini-Mini)** En general, el objetivo de la estrategia **DA** (Debilidades –vs- Amenazas), es el de minimizar tanto las *debilidades* como las *amenazas*. Una institución que estuviera enfrentada sólo con

amenazas externas y con debilidades internas, pudiera encontrarse en una situación totalmente precaria. De hecho, tal institución tendría que luchar por su supervivencia o llegar hasta su liquidación. Pero existen otras alternativas. Por ejemplo, esa institución podría reducir sus operaciones buscando ya sea sobreponerse a sus debilidades o para esperar tiempos mejores, cuando desaparezcan esas amenazas (a menudo esas son falsas esperanzas). Sin embargo, cualquiera que sea la estrategia seleccionada, la posición DA se deberá siempre tratar de evitar.

- **La Estrategia DO (Mini-Maxi).** La segunda estrategia, **DO** (Debilidades – vs- Oportunidades), intenta minimizar las *debilidades* y maximizar las *oportunidades*. Una institución podría identificar oportunidades en el medio ambiente externo pero tener debilidades organizacionales que le eviten aprovechar las ventajas del mercado. Por ejemplo, al SHN se le podría presentar la oportunidad de una gran demanda por su hidroelectricidad, pero su capacidad instalada podría ser insuficiente. Una estrategia posible sería adquirir esa capacidad con instalaciones gubernamentales o provenientes del exterior. Una táctica alternativa podría ser obtener mayor presupuesto para construir las instalaciones necesarias. Es claro que otra estrategia sería el no hacer absolutamente nada y dejar pasar la oportunidad y que la aproveche la competencia.
- **La Estrategia FA (Maxi-Mini).** Esta estrategia **FA** (Fortalezas –vs- Amenazas), se basa en las *fortalezas* de la institución que pueden copar con las *amenazas* del medio ambiente externo. Su objetivo es maximizar las primeras mientras se minimizan las segundas. Esto, sin embargo, no significa necesariamente que una institución fuerte tenga que dedicarse a buscar amenazas en el medio ambiente externo para enfrentarlas. Por lo contrario, las fortalezas de una institución deben ser usadas con mucho cuidado y discreción.
- **La Estrategia FO (Maxi-Maxi).** A cualquier institución le agradecería estar siempre en la situación donde pudiera maximizar tanto sus *fortalezas* como sus *oportunidades*, es decir aplicar siempre la estrategia **FO** (Fortalezas –

vs- Oportunidades) Tales instituciones podrían echar mano de sus fortalezas, utilizando recursos para aprovechar la oportunidad del mercado para sus productos y servicios. Por ejemplo, el SHN con su prestigio ampliamente reconocido como una de sus grandes fortalezas, podría aprovechar la oportunidad de la gran demanda externa de energía. Las instituciones exitosas, aún si ellas han tenido que usar de manera temporal alguna de las tres estrategias antes mencionadas, siempre hará lo posible por llegar a la situación donde pueda trabajar a partir de las fortalezas para aprovechar las oportunidades. Si tienen debilidades, esas instituciones lucharán para sobreponerlas y convertirlas en fortalezas. Si encaran amenazas, ellas las coparán para poder enfocarse en las oportunidades.

3.4.4.2 La dimensión del tiempo y la matriz FODA.

Hasta ahora, los factores que se incorporan en la Matriz FODA corresponden al análisis en un punto particular del tiempo. Pero tanto el medio ambiente externo como el interno, son dinámicos; algunos factores cambian fuertemente con el tiempo, otros cambian muy poco. Debido a este carácter dinámico del medio ambiente, el diseñador de estrategias debe preparar varias matrices FODA en diferentes puntos del tiempo. Así, podríamos empezar con un Análisis FODA del pasado, continuar con un Análisis FODA del Presente, y, quizás más importante, hacer varios análisis FODA en diferentes tiempos del futuro.

3.4.5 ANÁLISIS FODA POR FUNCIÓN SUSTANTIVA

3.4.5.1 Fortalezas

- El Sector Hidroeléctrico Nacional, goza de una excelente imagen en aspectos ambientales y económicos, aunque su inversión inicial puede ser elevada.
- La optimización de la capacidad instalada y el crecimiento de la planta física ha permitido dar una mejor oferta de energía eléctrica.

- Se cuenta con un grupo de criterios y estándares nacionales para establecer el nivel de calidad, competitividad e impacto social que se tiene en cuanto a desarrollo tecnológico y productivo.
- El Sector Hidroeléctrico Nacional es la institución base, sobre la cual el CONELEC puede dotar de energía económica para la población y los demás sectores económicos del país.

3.4.5.2 Debilidades

- Para cubrir el acelerado crecimiento de la demanda de energía eléctrica, se ha recurrido a soluciones parche, como importar energía de otros países, traer barcasas termoeléctricas, etc., que satisfagan las necesidades de electricidad, pero con efectos negativos como altos costos de energía, quema de combustibles fósiles y la contaminación ambiental.
- Es necesario consolidar convenios de evaluación productiva y económica.
- Los índices de eficiencia productiva terminal no son los adecuados.
- La oferta del Sector Hidroeléctrico Nacional está desfasada con la demanda nacional de energía.

3.4.5.3 Oportunidades.

- Aprovechar las recomendaciones de técnicos expertos, en casos como los Sistemas de Evaluación Calidad y Certificación que permitan conocer el grado de calidad de los programas de producción y administración.
- La oferta de proyectos de producción hidroeléctrica en el país, se ha expandido notablemente en los últimos años, contribuyendo con ello a un mayor desarrollo y oferta energética.
- Actualmente la hidroelectricidad es considerada como un factor determinante en cuestiones de producción industrial - comercial; y la punta de lanza del esfuerzo nacional contra demanda energética que crece día a

día, por lo que en los programas de desarrollo sectoriales se plantea la necesidad de incrementar la oferta en este nivel.

- A nivel mundial, en el debate sobre el futuro de los sistemas de producción energéticos limpios, se destaca el carácter de revisión y transformación de éstos, para enfrentar las demandas de un nuevo mundo globalizado, ya que son los nuevos sistemas los que representan un medio fundamental para lograr, entre otras cosas, el desarrollo sustentable de un país.

3.4.5.4 Amenazas

- Falta de estudios y de una metodología rigurosa, consistente y compartida
- Entre las instituciones del sector hidroeléctrico para el seguimiento de niveles de gestión y calidad; son escasos y heterogéneos.
- Inequidad interestatal en cuanto a inversión, debido a que la participación correspondiente para ciertos sectores como los termoeléctricos son más atendidos, a pesar que contaminan, son más costosos.
- En este sector no existen procedimientos de evaluación diagnóstica confiables del desempeño institucional.
- Existe incompatibilidad entre los planes y programas de estudio existentes, a nivel sectorial.
- Entre las instituciones de grandes dimensiones, se presentan múltiples obstáculos para la obtención de consensos administrativos, es decir, existe resistencia a las innovaciones organizativas, educativas y didácticas.
- Existe heterogeneidad en la calidad de los servicios en las diferentes instituciones, existen de alta calidad, mediocres y deficientes.
- Las diferentes instituciones de este sector no cuentan con verdaderas políticas precisas de adecuación de esquemas organizacionales para

atender problemas y retos reales como es el incremento de costos energéticos.

- Los planes de estudio y administración institucional por parte de la cúpula administrativa, presentan rigidez pues tienen una fuerte tradición disciplinaria en donde no domina un enfoque de formación profesional especializado, lo que desemboca en dogmatismo en torno a los contenidos, empobreciendo la calidad de las diferentes empresas hidroenergéticas.

3.4.6 ESTRATEGIAS

3.4.6.1 MAXI-MAXI (Fortalezas y Oportunidades):

- Consolidar la oferta energética en todos sus niveles, así como integrar nuevos modelos administrativos y metodológicos de producción que impulsen hacia la excelencia y calidad, a efecto de seguir ocupando un lugar destacado entre las diferentes instituciones de producción energética.
- Formular programas acordes con las políticas públicas relacionadas con el mejoramiento administrativo, a efecto de que el SHN cuente con una plantilla mejor preparada, tanto para que realice estudios de desarrollo energético.
- Analizar y actualizar los criterios de evaluación y los indicadores de monitoreo de la función energética, a efecto de cumplir con los estándares que establezca el CONELEC y que sean susceptibles de ser comparados con los referentes internacionales.

3.4.6.2 MAXI-MINI (Fortalezas y Amenazas):

- Optimizar la capacidad instalada, restringiendo los obstáculos de las innovaciones científicas al implementar programas de mantenimiento y modernización de la infraestructura en las diferentes instituciones del sector hidroeléctrico.

- Consolidar, fortalecer y reestructurar los Programas Institucionales, mediante un ejercicio de análisis y revisión minuciosa y detallada de las capacidades del Sector Hidroeléctrico Nacional.
- Proponer un reconocimiento social del SHN en sí mismo, basándose en los criterios y estándares nacionales con lo que se reduciría considerablemente el desempleo y subempleo, puesto que se realizarían evaluaciones diagnósticas confiables y se homogeneizaría la calidad de los servicios.

3.4.6.3 MINI-MAXI (Debilidades y Oportunidades):

- Instrumentar mecanismos que permitan elevar la eficiencia terminal, en especial la orientación administrativa de calidad, y se cumpla, al menos, con el promedio regional.
- Incrementar la oferta de actualización del personal técnico y administrativo con criterios de calidad, oportunidad y especialización
- Impulsar que un mayor número de profesionales y técnicos curse estudios de especialización y actualización, a efecto de contar con una plantilla mejor preparada
- Revisar la congruencia de los planes y programas de desarrollo de nuevos proyectos de inversión con las demandas y necesidades del país, en términos productivos.
- Analizar las características del personal vigente, específicamente en lo que respecta a su edad y al lapso en que se jubilarán, con el propósito de fortalecer la formación de técnicos y profesionales jóvenes.

3.4.6.4 MINI-MINI (Debilidades y Amenazas):

- Rediseñar un programa eficiente de seguimiento de los proyectos, que permitan mantener vínculos con inversionistas y el estado, integrados al mercado eléctrico nacional , a fin de que estas relaciones puedan servir al

sector hidroeléctrico como herramienta de retroalimentación, para diseñar nuevos y mejores planes y programas.

- Promover y diseñar nuevos y mejores programas de formación y actualización del personal en general, así como el establecimiento de perfiles administrativos y técnicos que permitan impartir formación con equidad, calidad, y a la altura de Instituciones de prestigio mundial con remuneraciones dignas y acordes con el trabajo productivo que realizan, además de promover la incorporación de nuevos esquemas de promoción y de estímulos al desempeño del personal
- Elaborar proyectos de hidrogenación acordes a las características propias del mercado y a las necesidades reales del país y del mundo globalizado, que permita contar con planes y programas con contenidos concretos y provistos de referencias comprensibles, apoyándose en las nuevas tecnologías de la información e insertando una cultura productiva eficiente, un modelo que sea flexible, que tenga una tradición multidisciplinaria y con un enfoque de formación profesional especializado, que permita enriquecer el conocimiento científico y humanístico, en el que se incorpore la experimentación, el contacto directo con los problemas, la producción energética eficiente y de bajos costos, la práctica profesional y la investigación.
- Promover la elaboración de programas de inversión y de apoyo económico en el Sector Hidroeléctrico Nacional, con la finalidad de incrementar la eficiencia terminal de producción eficiente, así como también evitar en lo posible la deficiencia tanto administrativa como de producción eléctrica, proveyendo a la sociedad energía más limpia, eficiente y de bajos costos.

3.4.7 VALOR PRESENTE NETO (VPN)

El valor presente neto (VPN) es uno de los métodos básicos que toma en cuenta la importancia de los flujos de efectivo en función del tiempo. Consiste en encontrar la diferencia entre el valor actualizado de los flujos de beneficio y el

valor, también actualizado, de las inversiones y otros egresos de efectivo. La tasa que se utiliza para descontar los flujos incluye un premio por el riesgo asumido por el proyecto, por debajo del cual la inversión no debe efectuarse. El valor presente neto de una propuesta de inversión se puede representar por la siguiente igualdad:

$$VPN = -I_0 + \frac{R_1}{(1+k)} + \frac{R_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{R_n}{(1+k)^n}$$

donde:

I_0 = Inversión inicial

R_1 a R_n = Flujos de efectivo por período

k = Rendimiento mínimo aceptable

No cabe duda de que si el valor presente neto de un proyecto es positivo, la inversión deberá realizarse y si es negativo deberá rechazarse. Las inversiones con VPN positivos incrementan el valor de la empresa, puesto que tienen un rendimiento mayor que el mínimo aceptable.

3.4.8 TASA INTERNA DE RENDIMIENTO (TIR)

Los métodos de evaluación que utilizan la actualización o descuento de los flujos futuros de efectivo proporcionan bases más objetivas para la selección y jerarquización de proyectos de inversión. Estos métodos toman en cuenta tanto el monto como el tiempo en que se produce cada uno de los flujos relacionados con el proyecto, ya sea que representen inversiones o resultados de operación. El método que estudiaremos en esta sección es el de la tasa interna de rendimiento (TIR).

La TIR de un proyecto de inversión es la tasa de descuento (r) que hace que el valor actual de los flujos de beneficio (positivos) sea igual al valor actual de los flujos de inversión (negativos). En una forma alterna podemos decir que la TIR es la tasa que descuenta todos los flujos asociados con un proyecto a un valor de exactamente cero. Cuando la inversión inicial se produce en el período de tiempo cero, la tasa interna de rendimiento será aquel valor de r que verifique la ecuación siguiente:

$$\frac{R_1}{(1+r)} + \frac{R_2}{(1+r)^2} + \frac{R_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{R_n}{(1+r)^n}$$

$$I_0 = R_1FD_1 + R_2FD_2 + R_3FD_3 + \dots + R_nFD_n$$

donde:

I_0 = Inversión inicial

R_t a R_n = Flujos de efectivo futuros por período

FD_1 a FD_n = Factores de descuento por período

Para la mayor comprensión del concepto de la Tasa Interna de Retorno, se plantea una tabla de datos:

Cuadro No.8
Tasa interna de rendimiento (TIR)

AÑOS	FLUJOS DE EFECTIVO	FACTORES DE DESCUENTO AL 20%	VALORES ACTUALES DE FLUJOS
1	1,36	0,833	1,133
2	1,54	0,694	1,069
3	1,72	0,579	996
4	1,36	0,482	656
TOTAL			3,854

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Los valores descontados de estos flujos suman un total de US\$3.854 miles, cantidad menor que la inversión inicial de US\$4.000 miles; por lo tanto, la TIR del proyecto es inferior al 20%. Cuando los flujos se descuentan a la tasa del 18% se obtienen los resultados que se presentan en el cuadro 3.4.

Cuadro No.9
Tasa interna de rendimiento (TIR) en dólares

Flujos de Años efectivo	Factores de descuento al 18%	Valores actuales de flujos
1	0,847	1.152
2	0,718	1.106
3	0,609	1.047
4	0,516	<u>702</u>
Total		4.007

Como se puede observar, el valor actualizado es de US\$4.007 miles, lo que significa que la tasa interna del proyecto es de prácticamente el 18%. De nuevo, basta introducir en una hoja electrónica los números de la igualdad 3.4 y con sólo presionar una tecla se obtiene el valor buscado de r .

Una vez que se ha calculado la tasa interna de rendimiento del proyecto, se necesita conocer el punto de corte o rentabilidad mínima aceptable para las inversiones de la empresa, para así poder decidir si conviene llevar a cabo la inversión. La empresa deberá realizar los proyectos de inversión cuya TIR sea superior al punto de corte establecido para cada proyecto y deberá rechazar aquéllos con TIR inferior. Cuando existan varios proyectos realizables y limitaciones de recursos financieros y técnicos, se dará prioridad a las inversiones estratégicas y después, a las inversiones que mejoran la eficacia operacional y cuyas tasas de rendimiento sean mayores.

Se irá descendiendo en el orden de rendimiento en los proyectos que mejoran la eficacia operacional, hasta agotar los recursos financieros y técnicos.

Es importante observar que en el método de la TIR la deseabilidad de las inversiones; es decir, establecer, además de la aceptabilidad de cada proyecto, la importancia relativa que tiene con respecto a otros proyectos. La jerarquización (determinación de la prioridad) es necesaria en una de dos circunstancias:

- Cuando los recursos financieros destinados a inversiones de capital están limitados o racionados.
- Cuando existen dos o más oportunidades de inversión que son mutuamente excluyentes o, lo que es lo mismo, cuando solamente una de las oportunidades puede y debe realizarse.

Para la solución de los problemas relativos a la jerarquización, consideramos de alguna utilidad el llamado índice de deseabilidad o relación beneficio-costos, que, más que un nuevo método, es un complemento o extensión del valor presente neto. El índice de deseabilidad (ID) de un

proyecto es la relación que resulta de dividir los flujos positivos descontados por los flujos de inversión inicial. Se puede expresar matemáticamente de la forma siguiente:

$$ID = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{Rt}{(1+k)^t}}{I_0}$$

donde, la letra griega sigma significa la sumatoria de los flujos de caja descontados del período 1 hasta el período n .

El ID es una medida relativa de rendimiento en contraste con el valor presente neto, que expresa en términos absolutos la contribución económica de una inversión al patrimonio de la empresa. Cuando el ID es igual o mayor que 1.00, el proyecto de inversión deberá aceptarse y a medida que su valor va incrementándose, la deseabilidad del proyecto evaluado será mayor. En el caso de decisiones de inversión sobre proyectos independientes, el VPN y el ID proporcionan soluciones idénticas y pueden ser empleados indistintamente.

En las situaciones en las cuales es necesario jerarquizar porque las opciones de inversión son mutuamente excluyentes, el VPN es suficiente y no es necesario calcular el ID. Sin embargo, en aquellos casos en que se necesita jerarquizar debido a limitaciones de los recursos financieros, el ID puede tener ventaja sobre el VPN, si las tasas a que se pueden reinvertir los flujos intermedios de los proyectos son significativamente superiores al rendimiento mínimo aceptable para la empresa (costo del capital).⁴⁴

3.4.9 PERIODO DE RECUPERACION DESCONTADO (PRD)

El período de recuperación, que necesitan los proyectos hidroeléctricos, es el que requieren para recuperar la inversión inicial. Es aceptable la inversión cuando el periodo calculado es inferior al tiempo previamente especificado.

⁴⁴ Desafortunadamente, existen algunos casos en que la utilidad del ID para establecer jerarquizaciones entre proyectos es nula. Los más serios ocurren cuando existe una situación de racionamiento de más de un recurso o cuando existen limitaciones de capital en más de un período de tiempo. Estas situaciones de mayor complejidad pueden ser solucionadas satisfactoriamente con la utilización de técnicas de programación lineal entera

Los periodos de recuperación se deben considerar al momento de realizar el aumento de capital; ya que a menor tiempo de recuperación; mejores posibilidades de recuperar la inversión en corto tiempo, y por tanto poder pensar en ingresos futuros, como también en crecimientos futuros.

Determinamos el periodo con la siguiente fórmula:

$$(PR) = \frac{I}{R}$$

Donde:

I = Inversión inicial.

R = Flujo neto de efectivo anual

Inspirados en una política de liquidez acentuada más que en la determinación del rendimiento de inversión, se ha podido determinar, incluso en el pasado con las más grandes empresas.

Pero este método aunque sencillo pero importante, tan solo sirve para determinar los periodos con los que se recuperan las inversiones en un lapso determinado de tiempo; aunque al momento de determinar periodos siguientes, esta herramienta se vuelve inútil.

Se puede decir que el periodo de recuperación, sirve para determinar la aceptabilidad del proyecto.

Cuadro No.10
Cálculo del Período de Recuperación

PROYECTOS	INVERSIONES	FLUJOS ANUALES						
		1	2	3	4	5	6	7
X	100000	1000	3000	2000	1500	2500	2500	3500
Y	100000	3000	2000	1500	1500	2000	3000	1500
Z	100000	3000	2500	1500	2000	1000	2000	3000

Elaboración: Alex Armijos / Gustavo Zambrano

Claramente se nota que los tres proyectos tienen la misma inversión, e iguales tiempos; pero el proyecto más rentable sería el proyecto **Z**, porque recibe los más altos flujos en los primeros años.

3.4.10 INDICE DE RENTABILIDAD (IR)

Otra herramienta que se emplea para evaluar los proyectos es la que se conoce con el nombre de Índice de Rentabilidad (IR) o razón de costo-beneficio. Este índice se define como el valor presente de los flujos futuros de efectivo, dividido por la inversión inicial.

De manera más general, si un proyecto tiene un VPN positivo, el valor presente de los flujos futuros de efectivo deberá ser mayor que la inversión inicial. El IR sería entonces, mayor a uno para una inversión con un VPN positivo, e inferior a uno para una inversión con uno negativo. El IR mide las ventajas a razón de uno por uno, es decir, el valor del desempeño de las inversiones realizadas por el gobierno y otras inversiones no lucrativas. Además, cuando el capital es escaso, puede tener sentido asignar a aquellos proyectos con los índices de rentabilidad más altos.⁴⁵

3.4.11 RENTABILIDAD CONTABLE PROMEDIO (RCP)

Este método también se conoce como *rentabilidad aproximada* o como *tasa de rendimiento contable*. Su denominación obedece a que utiliza una terminología típicamente contable, y en definitiva es el método que mejor se ajusta a la información facilitada por la contabilidad. La variante más refinada de este método consiste en relacionar la utilidad neta anual promedio con la inversión promedio, es decir, con la inversión que en promedio tiene la empresa inmovilizada durante la vida económica del proyecto. La rentabilidad contable se determina con la siguiente relación:

$$\text{Rentabilidad contable (RC)} = \frac{U_p}{I_p}$$

donde:

Up = Utilidad neta promedio anual

Ip = Inversión promedio

⁴⁵ ROSS S, Westerfield R, Jordan B. *FUNDAMENTOS DE FINANZAS CORPORATIVAS*. Editorial McGraw Hill, 2001. México D.F.

La utilidad promedio se obtiene sumando las utilidades contables de cada año y dividiendo el total por el número de años. El cálculo de la inversión promedio se obtiene sumando el valor promedio de las inversiones al final de cada año y dividiendo esta suma por el número de años.

La debilidad de ciertos aspectos de este criterio es bastante clara. En primer lugar, utiliza el concepto de utilidades contables y no el de flujo de caja, lo cual representa una serie de dificultades que ya hemos discutido. En segundo lugar, y más importante aún, la RC no descuenta las utilidades contables y supone que es igualmente deseable recibir utilidades durante el primer año que recibir utilidades en años posteriores de la vida económica de un proyecto. Para ilustrar esta seria limitación de la RC, supongamos que tenemos dos proyectos de inversión, que cada uno de ellos requiere una inversión inicial de US\$60.000 y que ambos tienen una vida económica y depreciable de tres años.

Cuadro No.11
Rentabilidad contable en dólares

Años	Proyecto A		de	Proyecto B	
	Utilidades contables	Flujos efectivo		Utilidades contables	Flujos efectivo
1	30.000	50.000		10.000	30.000
2	20.000	40.000		20.000	40.000
3	10.000	30.000		30.000	50.000

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Depreciando los activos en línea recta, ambos proyectos tienen la misma rentabilidad contable del 67%. Sin embargo, ningún tomador de decisiones sería indiferente ante los proyectos A y B, pues el proyecto A es obviamente superior por tener flujos y utilidades mayores en el primer año a pesar de que el promedio de los flujos y de las utilidades son iguales para las dos propuestas de inversión.

Una vez señalados los serios problemas de la RC, es difícil explicarse por qué todavía se utiliza la rentabilidad contable para fines de toma de decisiones de proyectos de inversión. La explicación podría ser la facilidad con que se puede calcular e interpretar.

3.5 PROYECTOS DE INVERSION HIDROELECTRICOS

Para empezar a realizar un completo análisis de inversiones de las empresas del sector hidroeléctrico, se tomará en consideración los últimos proyectos emprendidos por parte de las empresas que son objeto de este análisis.

A saber estudiaremos los proyectos hidroeléctricos de las empresas generadoras, que por su aporte y magnitud son los más importantes: el proyecto hidroeléctrico Mazar y el proyecto San Francisco.

3.5.1 PROYECTO HIDROELÉCTRICO SAN FRANCISCO

“Para finales de enero de 2007, el proyecto hidroeléctrico San Francisco estará culminado. El aporte de San Francisco representa el 12% de la energía generada en el país, ya que la central tiene una potencia instalada de 230 megavatios (MW) y durante un año generaría 1 440 gigavatios aproximadamente.

La hidroeléctrica es construida por la brasileña Odebrecht y está ubicada en la provincia de Tungurahua, a pocos minutos de Baños. Se inició en febrero de 2004 y tiene una inversión de \$338 millones, de los cuales \$243 millones fueron financiados por el Banco de Desarrollo del Brasil y una contraparte por el Estado ecuatoriano. Se prevé que para enero de 2007 tenga un avance del 100%. Para Afranio Oliveira, director de Contrato del Proyecto Hidroeléctrico San Francisco (PHSF), con la operación de la central, el Estado ecuatoriano podrá tener ahorros sustanciales con relación al consumo de energía termoeléctrica y al interconectado con Colombia. Antes del inicio de la generación comercial, el 14 de diciembre de 2006 se iniciaron las pruebas de la Unidad de Generación 1 (turbina y generador) de la central. Esta unidad generará 115 MW de los 230 MW que aportará la hidroeléctrica al país desde mediados de 2007. En cuanto a la

Unidad de Generación 2, en noviembre se concluyó con las pruebas del generador y se prevé que las pruebas de toda la Unidad se realicen a mediados de febrero de 2007. Shuber Cabrera, responsable del área de ingeniería del proyecto, informó que las pruebas de cada unidad (turbina y generador) duran aproximadamente 60 días. Cumplido este procedimiento, la Unidad 1 generará comercialmente desde el 1º de febrero de 2007 y la Unidad 2, desde abril de 2007. Ambas unidades de generación han sido instaladas en la casa de máquinas que se construyó 200 metros bajo tierra desde la vía Baños-Puyo, desde donde se generarán los 230 MW de energía que se integrarán al Sistema Nacional Interconectado mediante una línea de Interconexión de 230 kW de doble circuito desde la central San Francisco hasta la subestación Totoras, en Ambato (44 km de longitud). El 80% de la hidroeléctrica es de propiedad de Hidroagoyán y el 20% es de Odebrecht, empresa que administrará la central durante 30 años, antes de que pase a manos del Estado ecuatoriano. Bajo este mecanismo, San Francisco es la primera central hidroeléctrica privada en el Ecuador. Pero la central de San Francisco no solo aporta al desarrollo del país en su conjunto, sino también a la reactivación económica de las industrias, empresas y servicios de las ciudades aledañas a Baños. Oliveira informó que desde que se inició la construcción de San Francisco se apoyó a las comunidades aledañas con la implementación de proyectos de salud básica y educación, beneficiando a más de 9 500 personas. Además, se capacitó a los habitantes de la zona para que desarrollen actividades turísticas y se implementaron proyectos de medio ambiente y educación ambiental, entre ellos la preservación de la Cascada Pailón del Diablo, que es un patrimonio étnico y cultural de la zona.”⁴⁶

“Los trabajos de interconexión se iniciaron. Actualmente, el proyecto hidroeléctrico genera empleo para 993 personas y en total aportará con 1500 plazas de trabajo; la empresa privilegia el aporte local. Los trabajos del proyecto hidroeléctrico San Francisco avanzan a ritmo acelerado; el objetivo es hacer viable la operación de la central seis meses antes del plazo previsto (27 de febrero del 2008. Un túnel de 11 kilómetros y siete metros de diámetro conducirá el agua de Agoyán hacia San Francisco a efecto de posibilitar la construcción del

⁴⁶ <http://www.hoy.com.ec/zhechos/2006/ecuadorsi25.htm>

túnel de conducción se excavó un túnel de acceso conocido como ventana cuatro. Dentro del avance del proyecto se destaca la excavación del túnel de acceso principal a la casa de máquinas, lugar donde se ubicarán las turbinas y generadores.

La conclusión de este proyecto que cuenta con el apoyo y aporte del Gobierno Nacional reducirá la importación de energía desde Colombia, con lo cual el Estado ecuatoriano ahorrará alrededor de 150 millones de dólares anuales; además, se eliminará parcialmente el uso de combustible, que envían las termoeléctricas y el sector productivo también se beneficiará con la disminución de costos de producción con lo que se aumentará la competitividad.”⁴⁷



3.5.2 PROYECTO HIDROELÉCTRICO MAZAR

“Después de 20 años sin inversiones en el Sector eléctrico, surge el proyecto Hidroeléctrico Mazar, con el apoyo del Gobierno Nacional y el Fondo de Solidaridad. El proyecto constituye la segunda etapa del desarrollo del potencial hidroenergético del tramo medio del Río Paute. La primera etapa es el embalse Amaluza-Molino que se encuentra en operación desde 1983, con 1075 Mw. de capacidad instalada.”⁴⁸ El proyecto Mazar, que significará la ejecución del primer proyecto impulsado por el CONELEC dentro del programa de aprovechamiento a largo plazo del inmenso potencial hidroeléctrico del río Paute, tiene previsto la instalación de 2 unidades tipo Francis con una potencia instalada total de 194

⁴⁷ <http://www.mercuriomanta.com/sistema.php?name=noticias&file=article&sid=5733>

⁴⁸ Fondo de Solidaridad. Folleto periódico de Información

MW. "El proyecto Mazar permitirá almacenar agua en la época lluviosa (abril-septiembre) y utilizarlos durante el período seco (octubre-marzo). El Gobierno Nacional a través del Directorio del CONELEC, el 27 de marzo de 2003, mediante Resolución No. 076/03, decidió declarar desierto y dispuso el archivo del proceso licitatorio del Proyecto Mazar. El 14 de Mayo de 2003, el CONELEC e HIDROPAUTE S.A. suscribieron el "Contrato de Concesión para la construcción y operación de la Central Mazar". A la presente fecha se encuentra en construcción la vía de acceso a la zona del proyecto. Ya han sido adjudicados los contratos para la gerencia del proyecto y para la construcción de las obras civiles que arrancarían los primeros meses del 2005. Se estima que la central hidroeléctrica inicie su operación comercial para el año 2008."⁴⁹

Este proyecto fue pensado para brindar y aportar una ayuda a los continuos problemas que sufre el embalse Amaluza en épocas de estiaje, lo que ocasiona racionamientos eléctricos por parte de la mayor generadora del país. Con la construcción de este proyecto se pretende retener el "75% de los sedimentos que ingresan anualmente a dicha represa y que afectan su operatividad y vida útil.

La presa de Mazar, de acuerdo al proyecto de Paute de 1984, debió entrar en operación en 1991, con una capacidad instalada de 180 MW, y habría costado US\$ 530 millones de dólares, pero su ejecución, debido al nivel de la inversión, así como a razones técnicas e indecisión política, se ha postergado por 12 años."⁵⁰

La construcción y operación de la represa durante su vida útil estimada en 50 años, significará la obtención de múltiples beneficios nacionales, entre los que sobresalen:

- Generación y aporte al Sistema Nacional Interconectado -SNI- de 800 GWh de energía anual, en promedio, incrementando la oferta energética.

⁴⁹ <http://www.conelec.gov.ec/pages/textos.php?menu=11&submenu=58>

⁵⁰ DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Apunte de Economía, Dirección General de Estudios, Apuntes de Economía No. 31, Elaborado por: Eric Neira y Edgar Ramos, Autorizado por: Lenin Parreño, Julio, 2003

- Retención de 2 millones de metros cúbicos de sedimento, de los 2.5 millones, que actualmente se alojan en la presa de Amaluza.
- Regulación de los caudales de agua hacia Amaluza, garantizando la operación de la Central Molino, en especial en épocas de estiaje.
- Incremento de la generación promedio anual en la Central Molino en 548 GWh anuales.
- La generación conjunta Mazar-Molino será de 6.380 GWh de energía.

3.6 CÁLCULO Y VALORACION DE INVERSIONES PARA PROYECTOS HIDROELECTRICOS

PROYECTO SAN FRANCISCO

Cuadro No.12
Cálculo del VPN

Año	Flujo de Efectivo USD		
0	-338.000.000,00	COSTO DE LA INVERSION DEL PROYECTO	
1	14.820.000,00		
2	15.205.320,00		
3	15.264.600,00		
4	15.585.960,00		
5	15.737.280,00		
6	16.068.822,12		
7	15.975.609,00		
8	16.162.640,52		
9	16.366.771,20		
10	16.631.230,89		FLUJOS DE EFECTIVO NETO
11	16.550.730,92		
12	16.582.869,17		
13	16.825.040,79		
14	17.213.323,98		
15	17.080.354,31		
16	17.096.938,12		
17	17.312.966,98		
18	17.798.576,99		
19	17.524.443,53		
20	17.473.070,76		
21	17.763.104,12		
22	18.225.742,84		
VPN=	6.490.936,84		

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Una inversión debe ser aceptada si su VPN es positivo y debe ser rechazada si es negativo

Para obtener los flujos de efectivo neto, se proyectó y consideró la cantidad de energía instalada, su respectiva cantidad producida contrastada con un precio de 2,6 centavos de dólar por Kw/h y una inflación fluctuante entre 2.6 y 3.6 por

ciento. Obteniendo un total de ingresos menos gastos operativos financieros e impuestos, dando como resultado los flujos anuales de la tabla anterior.

Al realizar una inversión de 338 millones de dólares, junto con una tasa de rendimiento de 0,5%: el valor de los flujos netos esperados se puede estimar el Valor Presente Neto, que constituye una forma de evaluar la rentabilidad de una inversión propuesta.

Para el cálculo se recurre a un proceso mecánico de descontar los flujos de efectivo; una vez determinados estos, junto con una tasa de descuento apropiada. La tarea es estimar los flujos de efectivo resultantes para una línea temporal; dado que la meta de toda administración financiera es incrementar el valor de las inversiones, se recurre a herramientas como el VPN.

Como el Valor Presente Neto de la inversión supera el valor cero, se puede comprobar que es aceptable realizar esta inversión.

3.6.1 PERIODO DE RECUPERACION DESCONTADO

Para el cálculo del Período de Recuperación Descontado en lo referente a la inversión para el Proyecto Hidroeléctrico San Francisco, se procede a tomar las cifras correspondientes a los flujos de efectivo esperados a través de los años previamente especificados, la columna concerniente a los datos descontados son el resultado de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$RD = \frac{REnD}{(1+r)}, \text{ donde:}$$

RD= Rendimiento Descontado

REnD= Rendimiento Esperado no Descontado

r= tasa de rendimiento

Cuadro No.13
Periodo De Recuperación Descontado

Año	Flujo de Efectivo	
	No Descontado USD	Descontado USD
0	-338.000.000,00	0,00
1	14.820.000,00	14.746.268,66
2	15.205.320,00	15.129.671,64
3	15.264.600,00	15.188.656,72
4	15.585.960,00	15.508.417,91
5	15.737.280,00	15.658.985,07
6	16.068.822,12	15.988.877,73
7	15.975.609,00	15.896.128,36
8	16.162.640,52	16.082.229,37
9	16.366.771,20	16.285.344,48
10	16.631.230,89	16.548.488,45
11	16.550.730,92	16.468.388,98
12	16.582.869,17	16.500.367,34
13	16.825.040,79	16.741.334,12
14	17.213.323,98	17.127.685,55
15	17.080.354,31	16.995.377,43
16	17.096.938,12	17.011.878,72
17	17.312.966,98	17.226.832,81
18	17.798.576,99	17.710.026,86
19	17.524.443,53	17.437.257,24
20	17.473.070,76	17.386.140,06
21	17.763.104,12	17.674.730,47
22	18.225.742,84	18.135.067,50
23	18.688.381,56	18.595.404,54
24	19.151.020,28	19.055.741,57
25	19.613.659,00	19.516.078,61
26	20.076.297,72	19.976.415,64
27	20.538.936,44	20.436.752,68
28	21.001.575,16	20.897.089,71

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Una inversión es aceptable si su período de recuperación descontado es inferior al número de años previamente especificado

Cuadro No.14
Flujo de efectivo acumulado y valor futuro a una tasa de 0.5%

Flujo de Efectivo Acumulado		Valor Futuro a una tasa de 0,5%	
No Descontado USD	Descontado USD	Flujo de Efectivo Proyectado USD	Inversión Proyectada USD
0	0	0,00	338.000.000,00
14820000,00	14746269	14.894.100,00	339.690.000,00
30025320,00	29875940	30.175.446,60	341.388.450,00
45289920,00	45064597	45.516.369,60	343.095.392,25
60.875.880,00	60573015	61.180.259,40	344.810.869,21
76.613.160,00	76232000	76.996.225,80	346.534.923,56
92.681.982,12	92220878	93.145.392,03	348.267.598,18
108.657.591,12	108117006	109.200.879,08	350.008.936,17
124.820.231,64	124199235	125.444.332,80	351.758.980,85
141.187.002,84	140484580	141.892.937,85	353.517.775,75
157.818.233,73	157033068	158.607.324,90	355.285.364,63
174.368.964,66	173501457	175.240.809,48	357.061.791,45
190.951.833,83	190001825	191.906.593,00	358.847.100,41
207.776.874,63	206743159	208.815.759,00	360.641.335,91
224.990.198,60	223870844	226.115.149,59	362.444.542,59
242.070.552,91	240866222	243.280.905,68	364.256.765,30
259.167.491,03	257878101	260.463.328,49	366.078.049,13
276.480.458,01	275104933	277.862.860,30	367.908.439,38
294.279.035,00	292814960	295.750.430,17	369.747.981,57
311.803.478,53	310252217	313.362.495,92	371.596.721,48
329.276.549,28	327638357	330.922.932,03	373.454.705,09
347.039.653,40	345313088	348.774.851,67	375.321.978,61
365.265.396,24	363448155	367.091.723,22	377.198.588,51
383.953.777,80	382043560	385.873.546,69	379.084.581,45
403.104.798,08	401099302	405.120.322,07	380.980.004,36
422.718.457,08	420615380	424.832.049,36	382.884.904,38
442.794.754,80	440591796	445.008.728,57	384.799.328,90
463.333.691,24	461028548	465.650.359,69	386.723.325,55
484.335.266,40	481925638	486.756.942,73	388.656.942,17

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Posteriormente la tabla No. 14 esta construida mediante la siguiente

fórmula:

$$FEAnD_i = (FEAnD_{i-1} + FEnD_i), \text{ donde:}$$

FEAnD= Flujo de Efectivo Acumulado no Descontado

FEnD= Flijo de Efectivo no Descontado

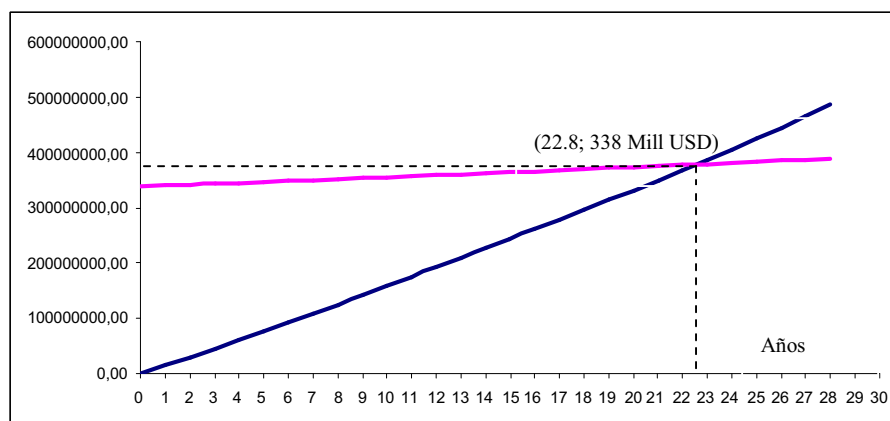
La tasa de rendimiento previamente especificada se utiliza para establecer los valores tanto de los Flujos de Efectivo Proyectados y de la Inversión Proyectada cifras que se obtienen mediante la aplicación de formulas básicas tales como:

$$FEP_i = \frac{FEAnD_i}{(1+r)} \quad IP_i = \frac{IP_{i-1}}{(1+r)}, \text{ donde:}$$

FEP= Flujo de Efectivo Proyectado

IP= Inversión Proyectada

Gráfico No. 17
Valor Futuro de los Flujos de Efectivo del Proyecto (USD)



Elaboración: Alex Armijos/ Gustavo Zambrano

Se puede decir que del análisis anterior se recupera el dinero junto con los intereses que se podría haber ganado invirtiéndolo en otro negocio en un periodo de aproximadamente 22,8 años. El gráfico No. 17 ilustra esta idea cuando se compara el valor futuro a una tasa de 0,5% de la inversión de 338.000.000,00 USD, con el valor futuro de los Flujos Anuales de Efectivo Variables a lo largo del periodo establecido a una tasa de 0,5%. Se puede observar que las dos rectas se cruzan en el punto correspondiente a 22,8 años, lo que indica que el valor de los Flujos de Efectivo del proyecto se alcanzan entre si y después rebasan la inversión original en 22,8 años. El Gráfico y la tabla 24 muestran otra característica importante del periodo de recuperación descontado. Si un proyecto se llega a recuperar sobre una base descontada, deberá tener un VPN positivo. Esto es cierto debido a que por definición, el VPN es de 0 cuando la suma de los flujos de efectivo descontados es igual a la inversión inicial.

Desde una perspectiva general, el PRD representa un punto intermedio entre un periodo de recuperación regular y un VPN que carezca de la simplicidad y del rigor del segundo, sin embargo para calcular el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial de este proyecto hidroeléctrico, el PRD es mejor que el periodo de recuperación usual, ya que considera el valor del dinero a través del tiempo. Esto quiere decir que mediante el PRD se puede haber invertido el dinero en algún otro proyecto y se podría haber obtenido un mejor rendimiento.

3.6.2 INDICE DE RENTABILIDAD

Siguiendo la regla que marca la teoría se puede calcular el Índice de Rentabilidad del proyecto de inversión San Francisco. Para llevar a cabo esta operación simplemente realizamos una sencilla operación, una vez que ya se dispone de los datos de flujos de efectivos futuros y el costo inicial del proyecto.

La sumatoria de los flujos de efectivo para el proyecto en los años establecidos corresponde a 365.265.396,24 USD, y el costo inicial del proyecto es de 338.000.000,00 USD, con estos dos datos se puede establecer la razón de rentabilidad del proyecto.

$$IR= 365.265.396,24 \text{ USD}/338.000.000,00 \text{ USD}$$

$$IR= 1,08$$

Este índice es interpretado de la siguiente manera: en el proyecto San Francisco, por cada dólar invertido en el plan, se obtiene un valor de 1.08 dólares.

3.6.3 RENTABILIDAD CONTABLE PROMEDIO

Un proyecto será aceptable si supera el rendimiento contable promedio fijado como meta

Para establecer este indicador en el caso del proyecto San Francisco se procede a calcular los ingresos o flujos de efectivos esperados para los años determinados y proponer la relación con el costo inicial del proyecto.

$$\text{Rentabilidad Contable Promedio} = \frac{\text{Alguna medida de la Utilidad Contable Promedio}}{\text{Alguna medida del Valor Contable Promedio}}$$

$$\text{RCP} = \frac{\text{Utilidad Neta Promedio}}{\text{Valor Contable en Libros}}$$

Cuadro No.15

Cálculo de la Rentabilidad Contable Promedio

Años	Utilidades Netas Esperadas USD
1	14.820.000,00
2	15.205.320,00
3	15.264.600,00
4	15.585.960,00
5	15.737.280,00
6	16.068.822,12
7	15.975.609,00
8	16.162.640,52
9	16.366.771,20
10	16.631.230,89
11	16.550.730,92
12	16.582.869,17
13	16.825.040,79
14	17.213.323,98
15	17.080.354,31
16	17.096.938,12
17	17.312.966,98
18	17.798.576,99
19	17.524.443,53
20	17.473.070,76
21	17.763.104,12
22	18.225.742,84

Elaboración: Alex Armijos/ Gustavo Zambrano

De los datos mostrados en la tabla precedente se procede a establecer la Utilidad Promedio, la misma que servirá para hallar la variable de Rentabilidad Contable.

Utilidad Promedio = 16.602.972,56 USD

El siguiente parámetro necesario para la RCP, es el valor contable en libros que para este caso en concreto corresponde a la inversión monetaria inicial.

Valor Contable en Libros = 338.000.000,00 USD

Valor Promedio Contable en Libros = 169.000.000,00 USD

Finalmente con un sencillo proceso, se calcula el porcentaje resultante de la Rentabilidad Contable.

$$\text{RCP} = \frac{16.602.972,56}{169.000.000,00}$$

RCP = 9,82%

Si el proyecto tiene un RCP menor al 9,82%, esta inversión será aceptable; de lo contrario no lo será. El RCP se encuentra estrechamente relacionado con el Rendimiento Sobre los Activos (ROA).

“Se debería reconocer el inconveniente que presenta el RCP de inmediato. El RCP no es una tasa de rendimiento con un sentido económico significativo. Más bien, es la razón de dos cifras contables, no comparables con los rendimientos que se ofrecen, por ejemplo, en los mercados financieros.”⁵¹

3.6.4 TASA INTERNA DE RENDIMIENTO

Una inversión es aceptable si la TIR es superior al rendimiento requerido. De lo contrario, debería ser rechazada.

Cuadro No.16
Flujos de Efectivo para cálculo de la TIR

Año	Flujo de Efectivo
0	-338.000.000,00
1	14.820.000,00
2	15.205.320,00
3	15.264.600,00
4	15.585.960,00
5	15.737.280,00
6	16.068.822,12
7	15.975.609,00
8	16.162.640,52
9	16.366.771,20
10	16.631.230,89
11	16.550.730,92
12	16.582.869,17
13	16.825.040,79
14	17.213.323,98
15	17.080.354,31
16	17.096.938,12
17	17.312.966,98
18	17.798.576,99
19	17.524.443,53
20	17.473.070,76
21	17.763.104,12
22	18.225.742,84

TIR=	0,7%
-------------	-------------

Elaboración: Alex Armijos/ Gustavo Zambrano

Con una inversión de 338.000.000,00 dólares, y sus flujos de efectivo variables; da un rendimiento de 0,7%; considerando la tasa de rendimiento del proyecto que es de 0,5% nos indica que el proyecto es viable.

⁵¹ ROSS S, Westerfield R, Jordan B. *FUNDAMENTOS DE FINANZAS CORPORATIVAS*. Editorial McGraw Hill, 2001. México D.F.

El hecho de que la TIR sea aquella tasa de descuento que hace que el VPN sea igual a cero es importante porque nos indica cómo calcular los rendimientos sobre inversiones más complicadas.

Sin embargo las complicaciones de la TIR se presentan cuando los flujos de efectivo no son convencionales o cuando se trata de comparar dos o más inversiones para decidir cual de ellas es mejor. Sorprendentemente, en el primer caso, la sencilla pregunta sobre cual es el rendimiento puede ser algo difícil de contestar, en el segundo caso la TIR puede ser falaz.

Análisis de inversiones

La empresa Hidropaute S.A encargada de la construcción del proyecto Mazar, tiene según sus ejecutivos la capacidad financiera para con recursos propios, hacerse cargo de la obra. Por tratarse de un proyecto a cargo de otra empresa hidroeléctrica se debe plantear políticas de inversión bien establecidas. Las regulaciones planteadas por la empresa Hidropaute se enfocan a establecer salvaguardas y planes de contingencia para minimizar los posibles riesgos de las inversiones, determinar un nivel de producción de energía que asegure ingresos económicos, este dato es aproximadamente 4.639GWh. Otro punto delineado por parte de la constructora es el aprovechamiento óptimo de los recursos destinados a Mazar, la optimización garantizará el éxito financiero del proyecto. La transparencia es otra política establecida, esto se lo ha comprobado en la información obtenida de Internet. La tabla siguiente muestra como esta distribuida el monto total de la inversión que llega aproximadamente a los USD 362 millones.

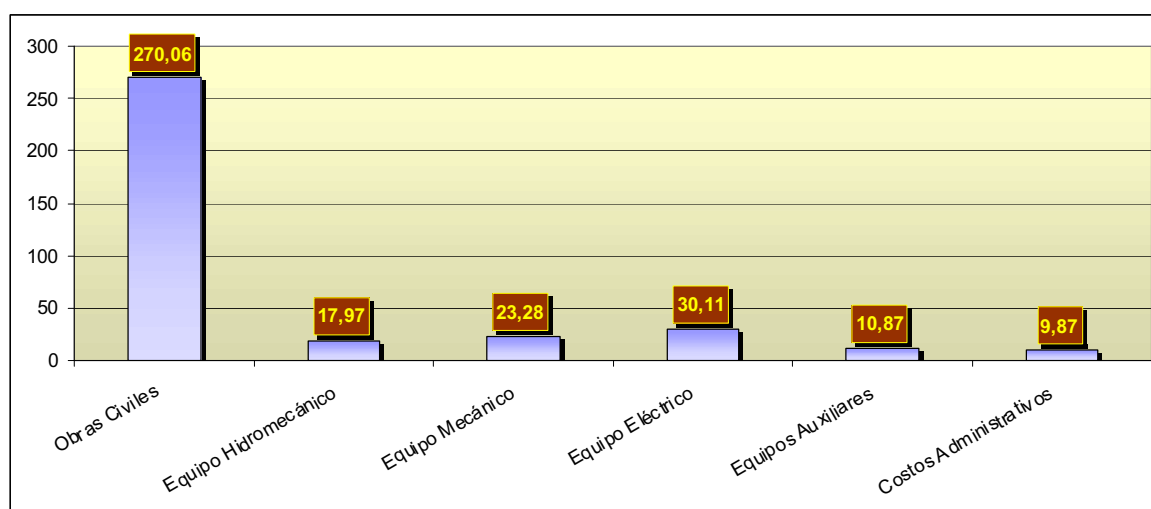
Cuadro No.17
Componentes de la Inversión US\$ Millones

Concepto	Valores	Porcentaje (%)
Obras Civiles	270,06	74,57
Equipo Hidromecánico	17,97	4,96
Equipo Mecánico	23,28	6,43
Equipo Eléctrico	30,11	8,31
Equipos Auxiliares	10,87	3
Costos Administrativos	9,87	2,73
TOTAL	362,16	100

Fuente: Hidropaute S.A

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Gráfico No. 18
Valores de la Inversión, Proyecto Mazar



Fuente: Hidropaute S.A

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Los flujos de efectivo futuros por parte de la empresa concesionaria, esta determinado por la cantidad de energía producida por la generadora Paute, el porcentaje ofrecido al Mercado Eléctrico Mayorista, y por supuesto al precio de venta. Esto se aprecia en el cuadro siguiente:

Cuadro No.18
Presupuesto de Transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista

CONCEPTO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Producción (GWh)	4,55	4,517	4,732	4,728	4,673	4,632	4,928	4,904	5,042	4,99
Ventas	4,185	4,32	4,28	4,455	4,428	4,365	4,838	4,814	4,953	4,81
Precio (\$/MWh)	14	22	32	36	37	35	35	36	36	35
Facturación	60,641	93,053	137,7	160,157	161,822	152,522	166,932	171,121	176,122	167,261
Ventas SPOT (GWh)	365	197	451	273	245	267	90	90	90	180
Precio SPOT (\$/MWh)	31	38	34	35	37	35	35	36	36	35
Facturación SPOT	11,388	7,553	15,144	9,517	8,968	9,324	3,091	3,185	3,184	6,267
Potencia PR	438	443	443	443	443	443	443	443	443	443
Precio de PR	67	68	68	68	68	68	68	68	68	68
Facturación PR	29,33	30,315	30,315	30,315	30,315	30,315	30,315	30,315	30,315	30,315
Otros (Regulación Frecuencia)	2,439	2,439	2,439	2,439	2,439	2,439	2,439	2,439	2,439	2,439
FACTURACION POR PAUTE	103,798	133,36	185,598	202,428	203,544	194,6	202,777	207,06	212,06	206,282
Producción (GWh)							95	694	724	694
Ventas SPOT (GWh)							95	694	724	694
Precio SPOT (\$/MWh)							47	37	38	37
Potencia PR							25	56	51	47
Precio de PR							68	68	68	68
FACTURACION POR MAZAR							6,192	29,747	30,715	28,895
TRANSACCIONES TOTALES	103,798	133,36	185,598	202,428	203,544	194,6	208,969	236,807	242,775	235,177

Fuente: Hidropaute S.A

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

En el período que esta prevista la construcción de la presa Mazar, la producción de la central Paute será de 4.689 GWh en promedio anual, esto por concepto de ventas al MEM representaría un ingreso USD 171 millones por año,

esta cifra según los datos provistos por Hidropaute S. A se incrementaran en el orden del 35% una vez que Mazar entre en funcionamiento. Las políticas formuladas por Hidropaute en este sentido establecen:

- Nivel de recuperación de caja del 74%
- Estimación de un monto de cartera incobrable por aproximadamente US\$ 20 millones, que constituyen el 15% de la cartera total a diciembre del 2002; y,
- Entrega anual al Fondo de Solidaridad, durante el período de construcción y en concepto de dividendos, de US\$ 18 millones anuales.

“Es importante resaltar que, de acuerdo a Hidropaute, su principal fuente de flujo de efectivo es la recuperación patrimonial en las cuentas de depreciación de activo fijo y de las pérdidas iniciales por el diferencial cambiario (Resolución de la Superintendencia de Compañías en 1999), así como provisiones de gasto futuro imputables a costos operativos presentes y una pequeña contribución de las utilidades netas de la Empresa.

Los flujos estimados para el período 2003-2011, serían los siguientes:”⁵²

Cuadro No.19
Flujos de Caja de ingresos e Inversión en el Proyecto Mazar

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Estado caja inicio período	22,000	62,218	50,120	11,374	5,511	514	504	29,894	110,600	199,641
Recaudación	93,418	120,024	167,038	182,186	183,190	175,141	188,072	213,126	218,499	211,659
Costos operativos Paute	17,476	33,132	25,713	24,982	24,874	24,693	33,416	26,146	26,824	27,294
Costos operativos Mazar							2,335	9,342	9,642	9,894
Servicio deuda (13.11 y 2048A)				7,678	33,142	31,799	30,499	29,114	20,094	11,073
Pago capital de la deuda				11,035	22,069	22,069	22,069	22,069	22,069	22,069
Flujo de caja	98,822	149,110	191,445	149,865	108,616	97,094	100,257	156,349	250,470	340,970
Impuestos sobre utilidades	18,604	23,645	45,271	48,854	40,067	33,390	35,061	45,749	50,829	51,082
Dividendos	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	20,000		
Inversión Mazar		57,345	116,800	77,500	50,035	45,200	15,302			
Superávit (Déficit) final período	62,218	50,120	11,374	5,511	514	504	29,894	110,600	199,641	289,888

Fuente y Elaboración: Hidropaute S.A

La capacidad de producción y generación de energía por parte de Hidropaute garantiza la capacidad financiera para llevar a cabo la construcción integra de Mazar, para tal efecto la empresa detalla una tabla en la que consta los porcentajes y asignaciones para la construcción de la obra.

⁵² DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Apunte de Economía, Dirección General de Estudios, Apuntes de Economía No. 31, Elaborado por: Eric Neira y Edgar Ramos, Autorizado por: Lenin Parreño, Julio, 2003

Cuadro No.20
Resumen del Presupuesto de Construcción

CONCEPTO	TOTAL US\$	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Obras civiles	270,061,349.00	54,383,164.00	107,928,556.00	51,000,633.00	37,984,048.00	18,171,185.00	593,763.00
Suministro y montaje, Equipo hidromecánico	17,976,436.00	-	4,761,882.00	7,116,708.00	2,684,066.00	3,413,780.00	-
Suministro y montaje, Equipo mecánico	23,284,365.00	-	-	6,553,794.00	1,011,371.00	13,481,652.00	2,237,548.00
Suministro y montaje, Equipo eléctrico	30,112,129.00	-	-	8,719,298.00	6,885,428.00	7,389,220.00	7,118,183.00
Suministro y montaje, Equipo complem. auxiliares	10,874,937.00	-	2,135,006.00	2,135,011.00	-	1,893,763.00	4,711,157.00
TOTAL CONTRATOS	352,309,216.00	54,383,164.00	114,825,444.00	75,525,444.00	48,564,913.00	44,349,600.00	14,660,651.00
Costos administrativos, fiscalización, consultoría	9,872,784.00	2,961,836.00	1,974,556.00	1,974,556.00	1,470,087.00	850,400.00	641,349.00
PRESUPUESTO TOTAL DEL PROYECTO	362,182,000.00	57,345,000.00	116,800,000.00	77,500,000.00	50,035,000.00	45,200,000.00	15,302,000.00

Fuente y Elaboración: Hidropaute S.A

En el año 2004 el mayor monto de inversión (116, 800,000.00 USD) se destino para la construcción de infraestructura civil del proyecto.

La construcción de esta obra en resumen, esta a cargo de la empresa Hidropaute S.A, la misma que planteo un esquema de financiamiento basado en sus propios ingresos, los que una vez terminada la obra a más de incrementar la energía producida y ofertada, generara mayores utilidades y beneficios financieros, pero lo más importante es que se solucionara el problema de las épocas de emergencia eléctrica y razonamientos por falta de recursos hídricos para generar y cumplir con la demanda de la población y sistemas industriales.

CAPITULO IV

4. INDICADORES DE GESTION FINANCIERA

“Diseñe e implemente un Sistema de Control de Gestión que le permita incrementar la capacidad de dirección de las empresas y de sus ejecutivos.”

J. Rivera Izam

“La medición es requisito indispensable de la gestión. Lo que no se mide no se puede gestionar y, por lo tanto, no se puede mejorar. Esto es aplicable a cualquier organización, incluidas las instituciones públicas, organismos de orden privado y administraciones en general.

Un indicador es una magnitud asociada a una característica sea esta del resultado, del proceso, de las actividades, de la estructura, etc. que permite a través de su medición en periodos sucesivos y por comparación con el estándar establecido, evaluar periódicamente dicha característica y verificar el cumplimiento de los objetivos y estándares planteados.

Según la naturaleza del objeto a medir, se pueden distinguir los siguientes tipos de indicadores:

4.1. TIPOS DE INDICADORES

4.1.1 INDICADORES DE RESULTADOS

Miden directamente el grado de eficacia o el impacto sobre la población. Son los más relacionados con las finalidades y las misiones de las políticas públicas. Otros nombres con que se conocen los indicadores de resultados son:

Indicadores de Objetivos.

Indicadores de Impacto.

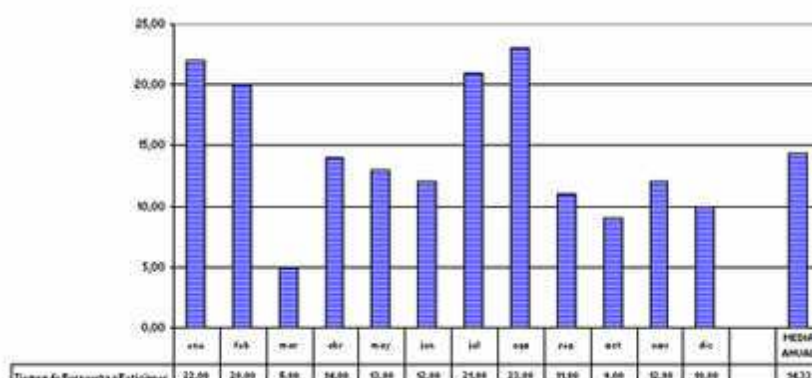
Indicadores de Efectividad.

Indicadores de Satisfacción.

4.1.2 INDICADORES DE PROCESO

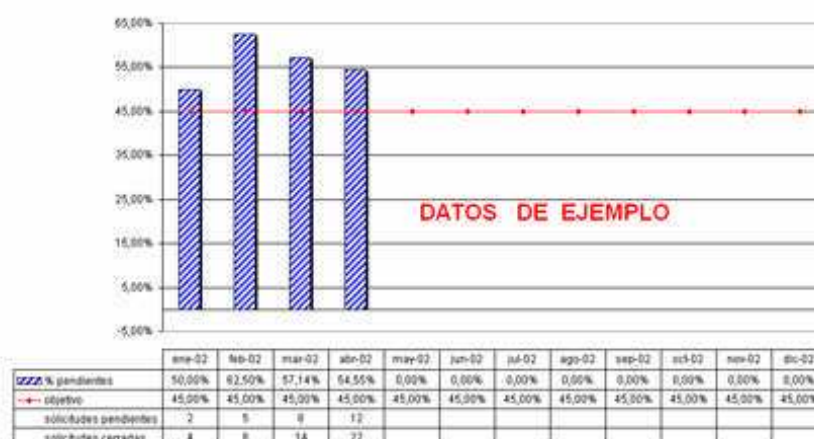
Valoran aspectos relacionados con las actividades. Están directamente relacionados con el enfoque denominado Gestión por Procesos. Hacen referencia a mediciones sobre la eficacia del proceso. Habitualmente relacionan medidas sobre tiempos de ciclo, porcentaje de errores o índice de colas.

Tiempo de Respuesta a Peticiones



Fuente y Elaboración: Aiteco Consultores

Porcentaje de Solicitudes Pendientes



Fuente y Elaboración: Aiteco Consultores

4.1.3. INDICADORES DE ESTRUCTURA

Miden aspectos relacionados con el coste y la utilización de recursos. En general miden la disponibilidad o consumo de recursos.⁵³

⁵³ CALIDAD, ORGANIZACIÓN, Recursos Humanos. Aiteco Consultores.

4.2. ESTABLECIMIENTO DE VARIABLES

Para la construcción del SIGF (Sistema de Indicadores de Gestión Financiera), para las empresas del sector, es necesario establecer diversas variables que sean altamente correlacionadas de entre un grupo de alternativas, las que se presentarán en una forma gráfica y estadística muy didáctica.

Las variables que han sido seleccionadas para el análisis del sector hidroeléctrico mediante indicadores de gestión son: Recursos Líquidos Disponibles, Cartera Vencida, Monto de Activos Fijos, Utilidad Neta, Gastos Operativos y Financieros, Endeudamiento, Rentabilidad, Producción (Energía Bruta Anual), Oferta (Energía entregada al M.E.M), Costos Operacionales.

4.2.1 RECURSOS LÍQUIDOS DISPONIBLES

Son valores correspondientes a las cuentas de Caja, Bancos, Inversiones Temporales o a Corto Plazo, que se ven reflejadas en los respectivos Balances y Estados Financieros, estas cifras en algunos casos pueden representar colocaciones destinadas a cubrir diversos proyectos emprendidos por las empresas hidroeléctricas, tanto para sus obras civiles como también para el equipamiento tecnológico.

4.2.2 CARTERA VENCIDA

Corresponde a las cuentas por cobrar que tienen pendientes las empresas generadoras, las cifras se encuentran plasmadas en los Balances Generales Consolidados, en la cuenta Documentos y Cuentas por cobrar a clientes.

4.2.3 MONTO DE ACTIVOS FIJOS

Esta variable concierne a las inversiones realizadas en activos fijos, ya que como es de conocimiento, los sistemas industriales de esta magnitud requieren indiscutiblemente un gran componente en activos especializados y obras civiles,

esta variable es parte del grupo más representativo dentro de la totalidad de los activos de las empresas. La metodología usada para calcular estas cifras es: el valor de activos fijos brutos menos su correspondiente depreciación acumulada, lo que da como resultado el valor neto de los activos fijos.

4.2.4 UTILIDAD NETA

Corresponde al beneficio obtenido por las empresas en el ejercicio anual correspondiente. Estas cifras constan en los Estados de Resultados que las empresas del sector consolidan al final del período contable.

4.2.5 GASTOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS

Son las cifras presentadas en los Estados de Resultados, los gastos operativos son el resultado de la suma de los egresos administrativos y de comercialización incurridos por las empresas anualmente, mientras que los gastos financieros son los egresos monetarios.

4.2.6 ENDEUDAMIENTO

Magnitud Financiera, resultado de la razón entre el Pasivo Total y el Activo Total, el endeudamiento es un criterio que refleja el nivel de independencia financiera que tienen las empresas generadoras.

4.2.7 RENTABILIDAD

Corresponde al resultado de la magnitud correspondiente a la Utilidad Operacional sobre el Patrimonio, y es un criterio que muestra el rendimiento alcanzado sobre las inversiones totales realizadas.

4.2.8 ENERGÍA BRUTA ANUAL

Consiste en la cantidad de energía producida por las empresas generadoras en un año, esta magnitud esta dada en Megavatios. La cantidad de energía generada depende de la capacidad instalada y nivel de tecnología que posea la empresa hidroeléctrica.

4.2.9 ENERGÍA ENTREGADA AL M.E.M

Se refiere al porcentaje de hidroenergía que la empresa generadora pone a disposición del mercado eléctrico mayorista, esta energía será entregada a las empresas que conforman el sistema nacional de distribución para que satisfagan los requerimientos del consumidor final, esta magnitud tiene relación directa con la cantidad de energía producida anualmente.

4.2.10 COSTOS OPERACIONALES

Son los valores en los que las empresas incurren para alcanzar su producción.

4.3. DESCRIPCIÓN GRÁFICA Y ESTADÍSTICA

4.3.1 HIDROPAUTE

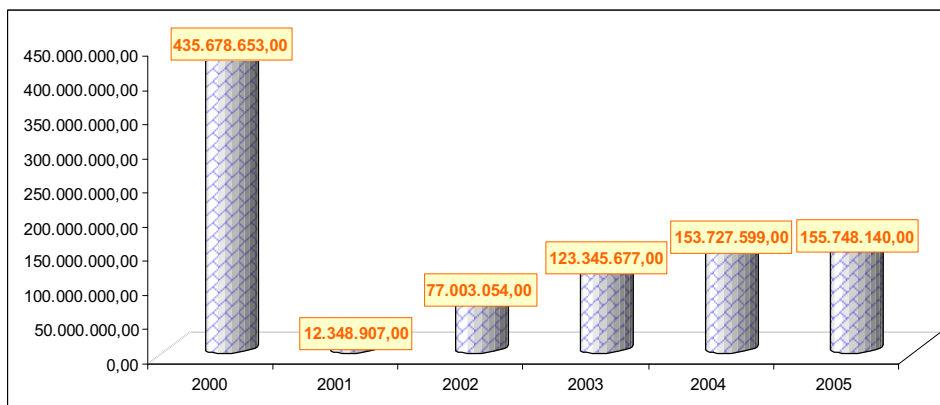
Cuadro No.21
Resumen de Índices Financieros de Hidropaute S.A

AÑO	RLD	CV	AFN	UTILD. NETA	GOF	ENDEUD.	RENT.	C O	EBA(Mwh)	EEMEM (Mwh)
2000	435.678.653,00	324.536.005,00	545.239.009,00	434.576,45	-54.234.567,87	0,76	0,39	-54.678.345,23	4.865.426,00	4.792.864,16
2001	12.348.907,00	154.728.343,00	453.678.903,00	984.523,45	-100.234.564,11	0,40	0,16	-84.562.789,88	4.213.641,00	4.163.673,50
2002	77.003.054,00	131.471.893,00	695.001.652,00	3.530.977,00	-27.642.825,00	0,42	0,12	-32.400.987,23	4.557.715,00	4.532.282,40
2003	123.345.677,00	134.267.530,00	867.345.297,00	2.534.009,56	-32.769.832,34	0,44	0,13	-55.671.897,77	4.596.364,00	4.570.066,70
2004	153.727.599,00	291.539.762,00	650.869.459,00	104.701,45	-106.759.809,50	0,44	0,13	-29.845.673,33	4.783.671,00	4.767.281,52
2005	155.748.140,00	379.835.130,00	610.693.792,00	35.154.336,46	-57.415.255,31	0,45	0,15	-43.567.890,66	4.607.744,00	4.585.144,37

Fuente: Hidropaute S.A, Informes Ejecutivos

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Gráfico No. 19
Recursos líquidos disponibles



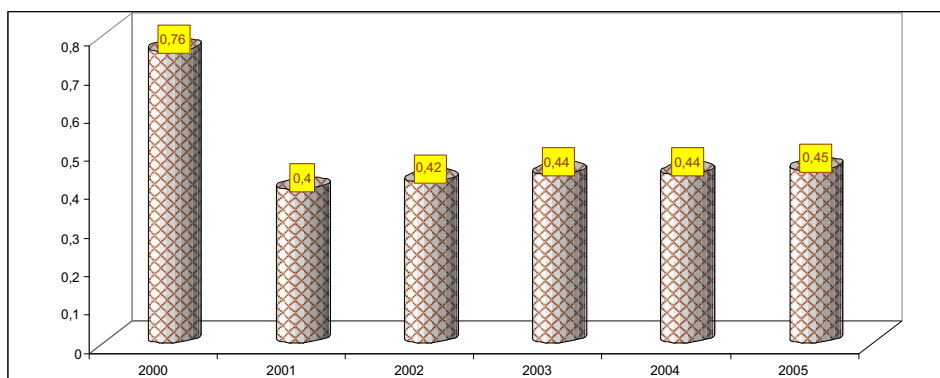
Fuente: Hidropaute S.A, Informes Ejecutivos
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Recursos Líquidos Disponibles	
Media	159642005
Mediana	138536638
Desviación estándar	145662795,4
Varianza de la muestra	2,12176E+16
Rango	423329746
Mínimo	12348907
Máximo	435678653
Suma	957852030
Nivel de confianza (95%)	152863479,1

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

En año 2000, se obtuvo el mayor valor del periodo, dando un valor de 436.678 863,00 usd; al siguiente año se da una gran depresión, siendo su mínimo valor, lo que marca el inicio de una tendencia creciente para los años subsiguientes.

Gráfico No. 20
Niveles de endeudamiento



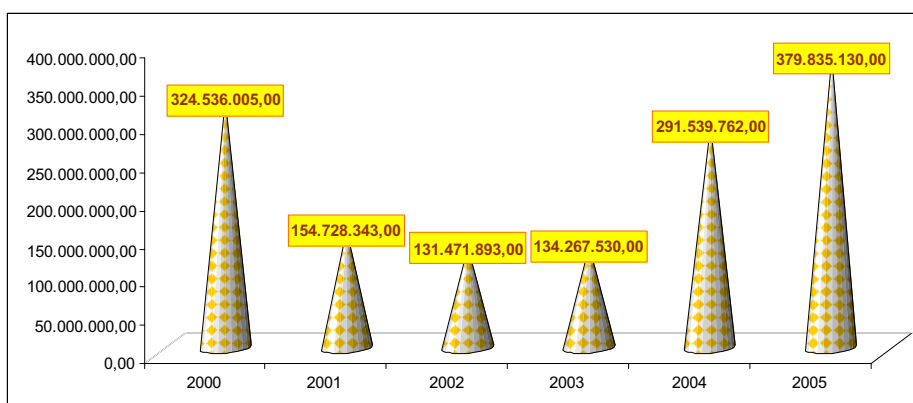
Fuente: Hidropaute S.A, Informes Ejecutivos
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

ENDEUDAMIENTO	
Media	0,485
Mediana	0,44
Desviación estándar	0,13590438
Varianza de la muestra	0,01847
Rango	0,36
Mínimo	0,4
Máximo	0,76
Suma	2,91
Nivel de confianza (95%)	0,14262266

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Pero al mismo tiempo, la razón entre el Pasivo Total y el Activo Total mayor de coste para la empresa, un 75%, se da en el año 2000. Luego de esto la tendencia es entre 40 y 45%; en otras palabras, la independencia financiera de esta empresa generadora disminuye drásticamente a partir del año 2001, manteniendo una relatividad constante.

Gráfico No. 21
Cartera vencida



Fuente: Hidropaute S.A, Informes Ejecutivos

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

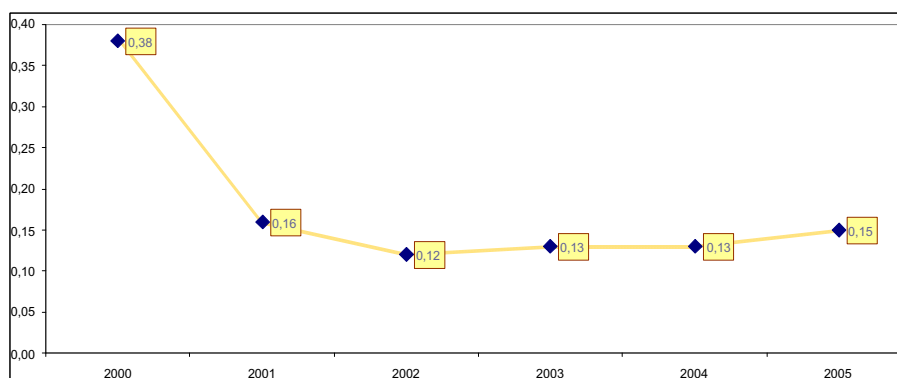
CATERA VENCIDA	
Media	236063110,5
Mediana	223134052,5
Desviación estándar	109080257,5
Varianza de la muestra	1,18985E+16
Rango	248363237
Mínimo	131471893
Máximo	379835130
Suma	1416378663
Nivel de confianza (95%)	114472522,8

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Una tendencia de tipo hiperbólica, muestra un valor pico de 379.835.130,00 usd, en el año 2005, que corresponde a una tendencia a la alza a partir del año

2002 de las cuentas por cobrar que tiene pendiente la empresa generadora con sus consumidores, mientras que en los años del 2001 al 2003, se puede claramente apreciar un rango de desenvolvimiento comprendido entre los 130.000.000 usd y 165.000.000 usd, que se la puede considerar gráficamente constante.

Gráfico No. 22
Nivel de Rentabilidad



Fuente: Hidropaute S.A, Informes Ejecutivos
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

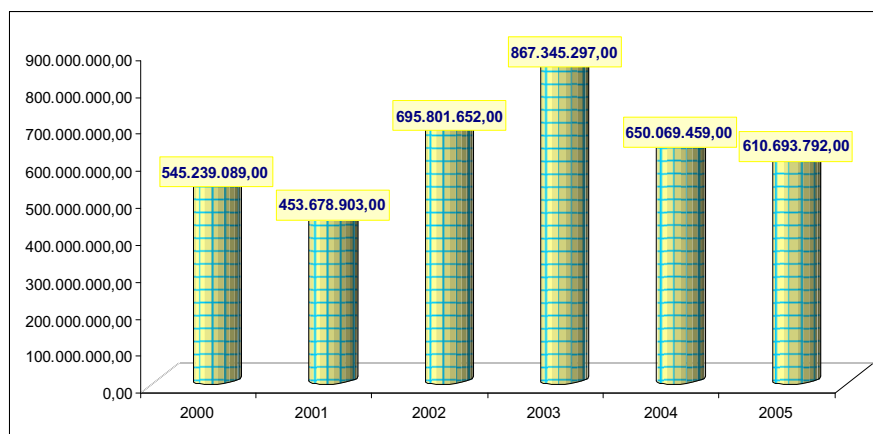
RENTABILIDAD	
Media	0,17939066
Mediana	0,14
Desviación estándar	0,1024457
Varianza de la muestra	0,01049512
Rango	0,26634398
Mínimo	0,12
Máximo	0,38634398
Suma	1,07634398
Nivel de confianza (95%)	0,10751

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

En los tres primeros años la rentabilidad baja desde el 24% en el 2000, hasta llegar a un 12% en el 2002; y en el periodo 2002 2005, se logra apreciar una tendencia cuasi-constante de la rentabilidad, que fluctúa entre el 12% y el 15% a partir del 2002.

Existe una rentabilidad promedio del 17,94% durante los seis años, con una mínima rentabilidad del 12% en el 2002, hasta una máxima del 38,63% en el año 2000.

Gráfico No. 23
Activos Fijos Netos



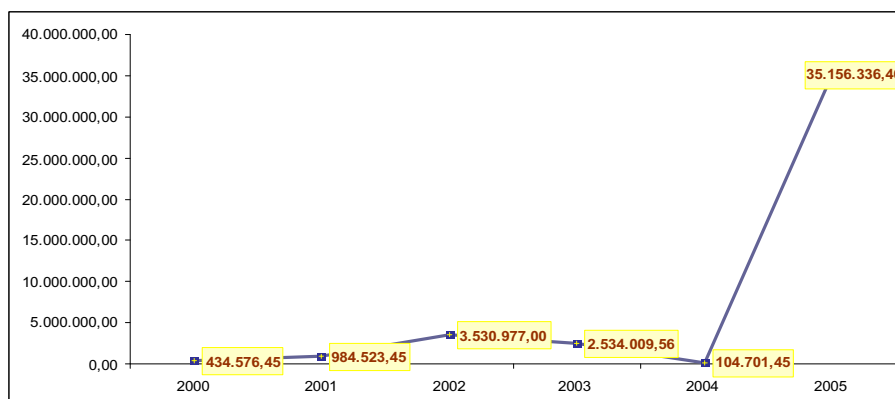
Fuente: Hidropaute S.A, Informes Ejecutivos
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

ACTIVOS FIJOS NETOS	
Media	637138032
Mediana	630381625,5
Desviación estándar	141000703,9
Varianza de la muestra	1,98812E+16
Rango	413666394
Mínimo	453678903
Máximo	867345297
Suma	3822828192
Nivel de confianza (95%)	147970922,2

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Existe un valor máximo de activos fijos en el año 2003 de 867.345.297,00 usd y un mínimo de 453.678.903,00 usd correspondiente al año 2001. La tendencia es una serie estacional en la cual el promedio fijo de activos es de 637.138.032,00 usd, el gráfico muestra una continua inestabilidad de las cifras a lo largo del período.

Gráfico No. 24
Utilidades Netas

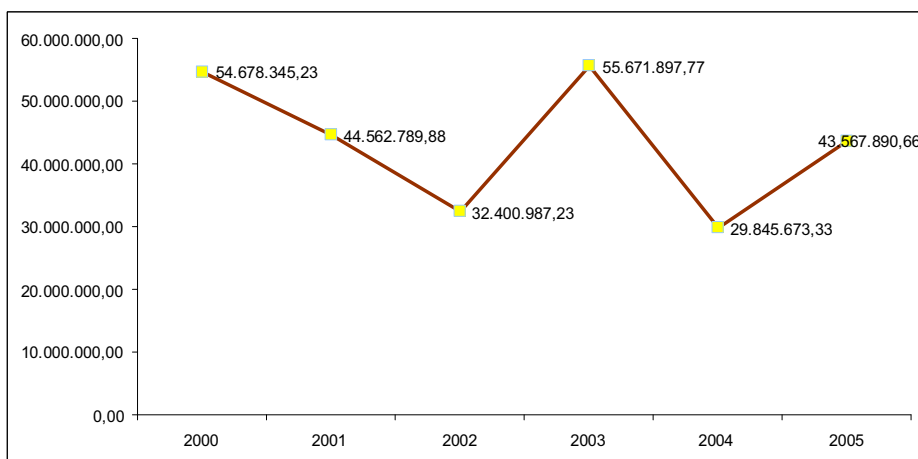


UTILIDADES NETAS	
Media	7124187,395
Mediana	1759266,505
Desviación estándar	13794939,84
Varianza de la muestra	1,903E+14
Rango	35051635,01
Mínimo	104701,45
Máximo	35156336,46
Suma	42745124,37
Nivel de confianza (95%)	14476877,86

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Las utilidades que ha generado la empresa Hidropaute S.A, durante los años 2000 - 2004, tienen un rango entre 430.000,00 usd y 3.600.000,00 usd; pero existe un disparo de las utilidades para el año 2005, siendo su valor más alto del periodo, 35.156.336,46 usd. Sin lugar a dudas el incremento que se puede apreciar en el gráfico precedente es sumamente drástico.

Gráfico No. 25
Costos Operacionales



Fuente: Hidropaute S.A, Informes Ejecutivos

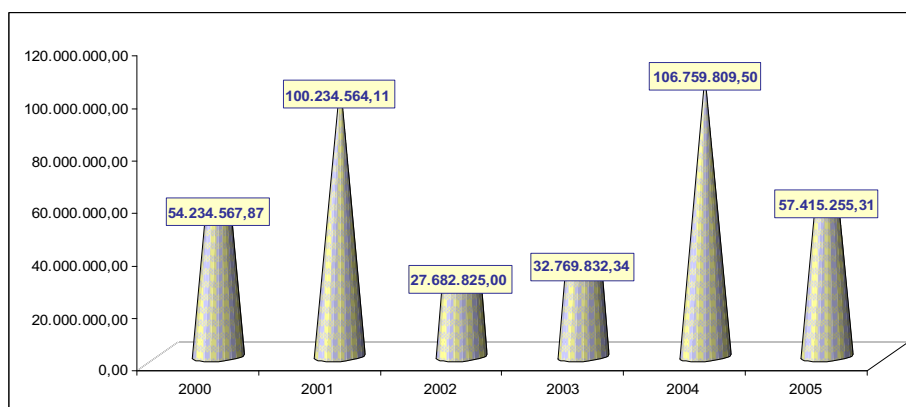
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

COSTOS OPERACIONALES	
Media	43454597,4
Mediana	44065340,3
Desviación estándar	10806118,5
Varianza de la muestra	1,1677E+14
Rango	25826224,4
Máximo	55671897,8
Mínimo	29845673,3
Suma	260727584
Nivel de confianza (95%)	11340307,3

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Refiriéndonos al Gráfico correspondiente a los costos operacionales de la empresa Hidropaute S.A, claramente se aprecia una alentadora tendencia a la baja que desafortunadamente solo dura la mitad del período, en tanto que el año 2002 marca un punto de inflexión que muestra un incremento sustancial hasta alcanzar el nivel más alto de toda la serie, este Gráfico puede ser dividido en dos períodos: el primero con una tendencia a la baja y el otro una clara tendencia irregular y variable. El promedio de costos operacionales en todo el periodo es de 43.454.597,40 usd, con un punto máximo de 55671897,8 y un valor mínimo de 29.845.673,3 usd.

Gráfico No. 26
Gastos Operativos y Financieros



Fuente: Hidropaute S.A, Informes Ejecutivos
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

GASTOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS

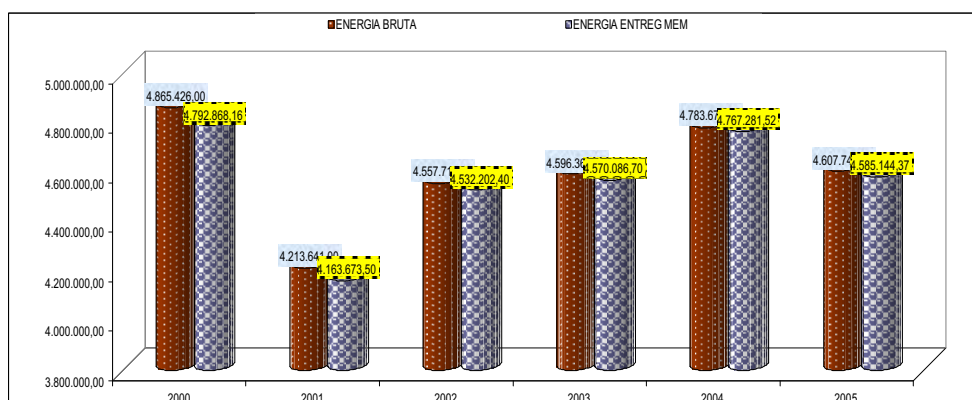
Media	63182809,02
Mediana	55824911,59
Desviación estándar	33377600,98
Varianza de la muestra	1,11406E+15
Rango	79076984,5
Máximo	106759809,5
Mínimo	27682825
Suma	379096854,1
Nivel de confianza (95,0%)	35027586,81

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

El indicador presenta un alto grado de inestabilidad en los primeros años, pero si se puede establecer algunas tendencias en todo el período, al inicio de los años es creciente, en los años intermedios posee una clara tendencia relativamente constante, y al final del periodo de estudio se observa un incremento de las cifras correspondientes a los gastos financieros y operativos.

Los índices máximo y mínimo de la serie son: 106.759.809,5 USD y 27.682.825 USD correspondientemente.

Gráfico No. 27
Producción (energía bruta) vs. Oferta (energía entregada al MEM)



Fuente: Hidropaute S.A, Informes Ejecutivos

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

ENERGIA BRUTA ANUAL (Mw/h)		ENERGIA ENTREGADA AL MEM (Mw/h)	
Media	4604093,5	Media	4568542,78
Mediana	4602054	Mediana	4577615,53
Desviación estándar	225929,168	Desviación estándar	225980,847
Varianza de la muestra	5,1044E+10	Varianza de la muestra	5,1067E+10
Rango	651785	Rango	629194,661
Mínimo	4213641	Mínimo	4163673,5
Máximo	4865426	Máximo	4792868,16
Suma	27624561	Suma	27411256,7
Nivel de confianza (95%)	237097,734	Nivel de confianza (95%)	237151,968

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Este indicador muestra una relación gráfica y numérica entre la producción de energía por parte de la empresa Hidropaute S.A y la magnitud de la misma que pone a disposición del Mercado Eléctrico Mayorista. Claramente se puede ver que el año de mayor producción fue el 2000 con una cantidad de energía de 4.865.426,00 MW, con un correspondiente porcentaje de oferta del 98,50%, mientras que el siguiente año se aprecia la más baja producción del lustro de análisis, con 4.213.641,00 MW, y un nivel de 98,81%. De este año en adelante se puede marcar una tendencia creciente para los años posteriores, claro que en el último año de estudio las cifras de producción vuelven a reducirse.

4.3.2 HIDROAGOYAN

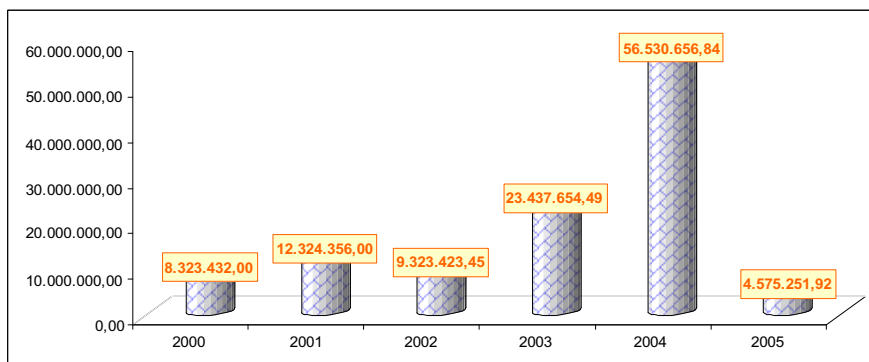
Cuadro No.22
Variables de Hidroagoyán (años 2000 - 2005)

RLD	CV	AFN	UTILD. NETA	GOF	ENDEUD.	RENT.	C O	EBA(Mw/h)	EEMEM (Mw/h)
8.323.432,00	89.764.536,45	435.645.623,87	11.987.635,77	5.279.835,34	0,06	0,78	12.342.345,23	1.022.213,05	1.020.935,31
12.324.356,00	67.543.675,67	231.423.470,98	10.732.154,99	5.723.456,56	0,12	0,74	19.865.234,12	1.129.910,44	1.128.293,32
9.323.423,45	56.743.210,98	234.456.534,87	8.657.321,66	3.231.647,34	0,23	0,33	3.874.563,23	1.188.093,92	1.186.519,06
23.437.654,49	67.564.890,76	190.698.789,45	9.342.678,71	4.657.891,08	0,5	0,30	11.623.456,11	1.001.329,33	999.398,75
56.530.656,84	81.383.022,13	302.820.815,97	10.788.584,69	7.194.465,23	0,350	0,118	16.056.606,28	1.217.552,04	1.215.689,41
4.575.251,92	74.641.912,89	297.422.327,87	9.539.774,74	3.704.846,01	0,355	0,071	15.483.244,52	921.889,67	320.153,14

Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidroagoyán S.A

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Gráfico No. 28
Recursos Líquidos Disponibles



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidroagoyán S.A

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

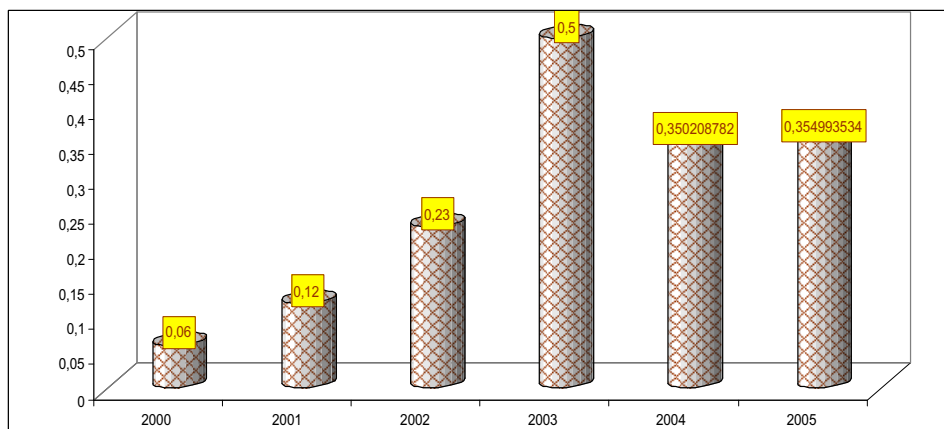
RECURSOS LIQUIDOS DISPONIBLES	
Media	19085795,78
Mediana	10823889,73
Desviación estándar	19434307,98
Varianza de la muestra	3,77692E+14
Rango	51955404,92
Mínimo	4575251,92
Máximo	56530656,84
Suma	114514774,7
Nivel de confianza (95%)	20395022,1

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

El indicador correspondiente al factor de Recursos Líquidos Disponibles de la empresa Hidroagoyán S.A, muestra claramente unos índices en un rango que no supera los 30.000.000,00 usd en todos los años del período, con excepción del 2004 que plasma una cifra muy elevada, la misma que marca el punto más alto

del sistema. La tendencia obvia del esquema gráfico es constante a través de la línea temporal.

Gráfico No. 29
Endeudamiento



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidroagoyán S.A

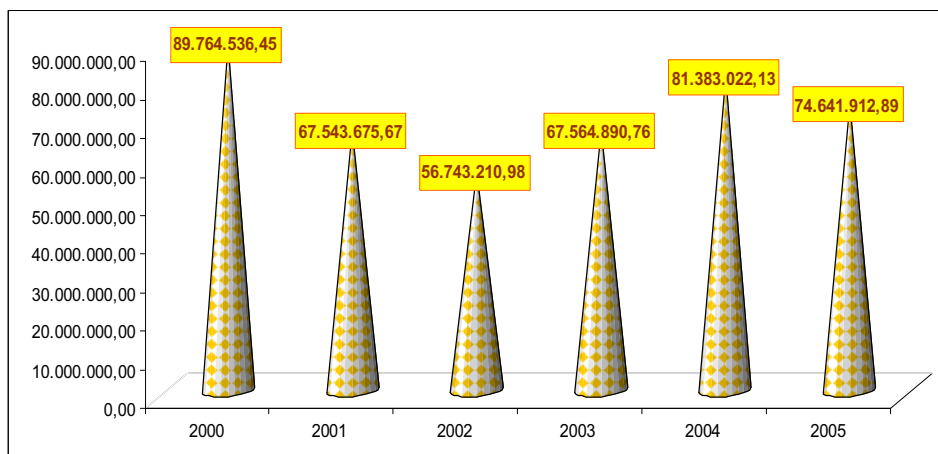
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

ENDEUDAMIENTO	
Media	0,26920039
Mediana	0,29010439
Desviación estándar	0,16416669
Varianza de la muestra	0,0269507
Rango	0,44
Mínimo	0,06
Máximo	0,5
Suma	1,61520232
Nivel de confianza (95%)	0,1722821

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Es innegable la tendencia de este indicador, en la primera mitad del período se ve la distribución significativamente creciente o a la alza, hasta llegar a un punto máximo del 0.5%, se ve como las cifras del endeudamiento han ido creciendo a la razón porcentual aproximada del 50% anual. Posteriormente en los años siguientes se ve una leve reducción que se mantiene constante.

Gráfico No. 30
Cartera Vencida



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidroagoyán S.A

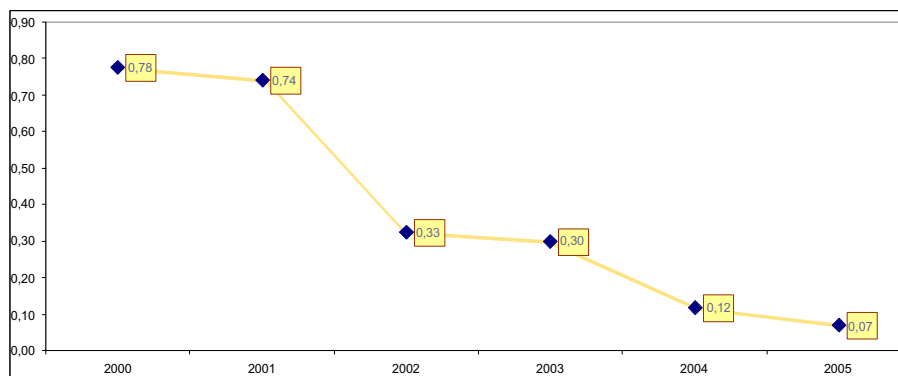
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

CARTERA VENCIDA	
Media	72940208,15
Mediana	71103401,83
Desviación estándar	11641256,35
Varianza de la muestra	1,35519E+14
Rango	33021325,47
Mínimo	56743210,98
Máximo	89764536,45
Suma	437641248,9
Nivel de confianza (95%)	12216729,34

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

La inestabilidad del indicador es notoria, se observa que las cifras de cartera vencida de la empresa Hidroagoyán S.A, en los años de estudio corresponden a cifras relativamente constantes, las barras del gráfico se concentran en un rango de movimiento que va desde los 56.000.000,00 usd hasta los 90.000.000,00 usd aproximadamente.

Gráfico No. 31
Rentabilidad



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidroagoyán S.A

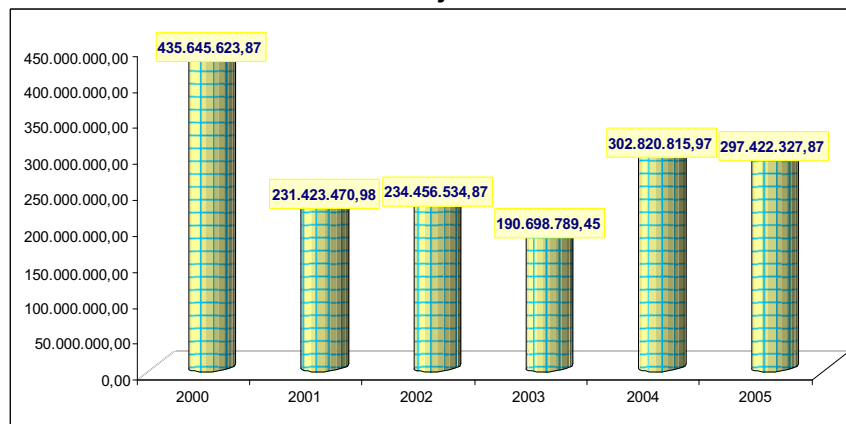
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

RENTABILIDAD	
Media	0,38864793
Mediana	0,31181369
Desviación estándar	0,30401571
Varianza de la muestra	0,09242555
Rango	0,70636734
Mínimo	0,07069303
Máximo	0,77706037
Suma	2,33188755
Nivel de confianza (95%)	0,3190444

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

La tendencia lineal a la baja del indicador de rentabilidad, muestra un descenso progresivo y significativo, este índice muestra como han evolucionado cifras de tanta importancia en el desempeño de cualquier organización, a simple vista se aprecia un descuido en las políticas financieras aplicadas por parte de la empresa, lo que da como resultado cifras preocupantes.

Gráfico No. 32
Activos Fijos Netos



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidroagoyán S.A

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

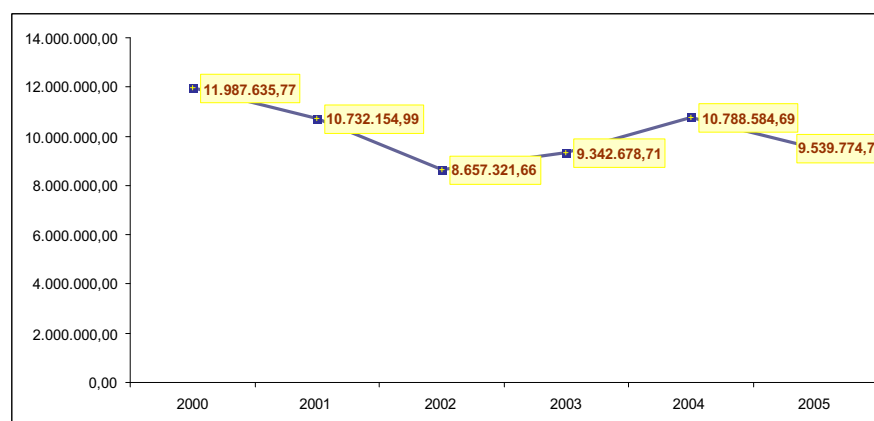
ACTIVOS FIJOS NETOS	
Media	282077927,2
Mediana	265939431,4
Desviación estándar	86524647,69
Varianza de la muestra	7,48651E+15
Rango	244946834,4
Mínimo	190698789,5
Máximo	435645623,9
Suma	1692467563
Nivel de confianza (95%)	90801900,64

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

El gráfico muestra que el nivel de activos fijos netos desde el primer año se ha reducido en aproximadamente un 50% en los años siguientes, exceptuando el año 2003, en el que la reducción de las cifras es mayor. El punto más alto del sistema se lo ve claramente en el primer año (435645623,9 usd), el comportamiento general del indicador de activos a través del tiempo es estacional.

En los años 2001 – 2003, se aprecia un comportamiento relativamente constante, con un campo de interacción que va desde los 190.000.000,00 usd hasta los 235.000.000,00 usd. Esto muestra que la variación de activos en estos tres años esta en el orden de los 45.000.000,00 usd. Los años 2004 y 2005, muestran el mismo comportamiento constante de los años predecesores, pero en un margen monetario mayor.

Gráfico No. 33
Utilidades Netas



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidroagoyán S.A

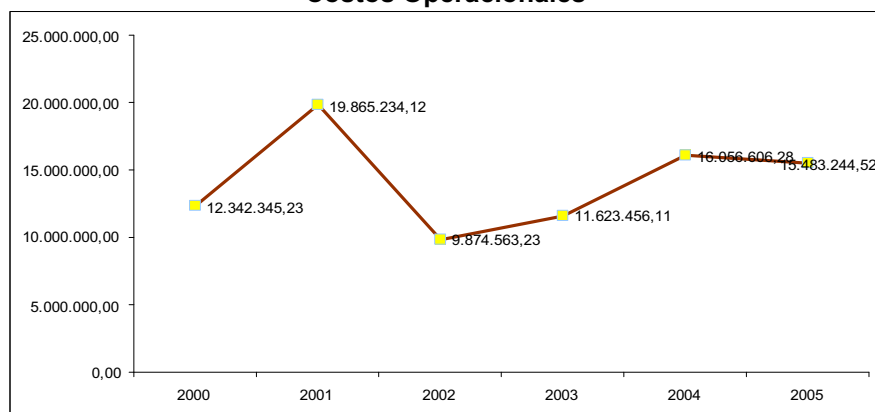
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

UTILIDAD NETA	
Media	10174691,76
Mediana	10135964,87
Desviación estándar	1214262,997
Varianza de la muestra	1,47443E+12
Rango	3330314,11
Mínimo	8657321,66
Máximo	11987635,77
Suma	61048150,56
<u>Nivel de confianza (95%)</u>	<u>1274288,783</u>

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Las utilidades generadas anualmente por Hidroagoyán S.A en el período de análisis, muestran claramente dos estaciones, la primera que abarca desde el año 2000 hasta el 2002 presenta una tendencia indiscutible a la baja, esto marca un punto de inflexión en el que las utilidades marcan una pequeña recuperación, la misma que se hace mas notoria en el año siguiente es decir en el 2004, pero desgraciadamente este comportamiento creciente solo se mantiene por dos años, ya que en el año final de estudio se ve que nuevamente el índice de utilidades netas vuelve a caer hasta ubicarse en un nivel de 9.539.774,74 USD.

Gráfico No. 34
Costos Operacionales



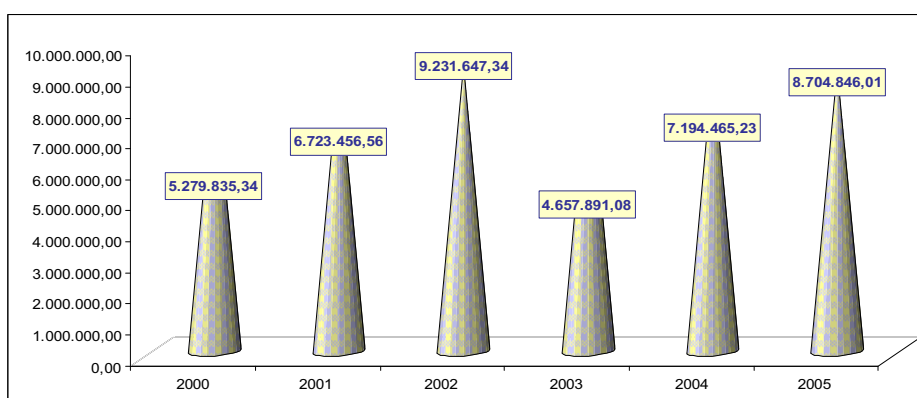
Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidroagoyán S.A

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

COSTOS OPERACIONALES	
Media	14207574,9
Mediana	13912794,9
Desviación estándar	3632825,34
Varianza de la muestra	1,3197E+13
Rango	9990670,89
Mínimo	9874563,23
Máximo	19865234,1
Suma	85245449,5
<u>Nivel de confianza (95%)</u>	<u>3812410,15</u>

Se aprecia claramente la inestabilidad que muestran los datos de este indicador, el punto máximo que alcanzan los costos operaciones en su comportamiento temporal es de 19.865.234,1 usd, posteriormente los índices sufren una depresión hasta alcanzar un punto de 9.874.563,23 usd que es el punto más bajo del esquema (2002). Este punto es parte del inicio de un nuevo ciclo que comprende los años del 2002 al 2004, y muestra una tendencia creciente con un incremento promedio de 12.518.208,54 en los tres años de crecimiento. En el 2005 se produce una pequeña curva de descenso que gráficamente se la puede considerar poco significativo.

Gráfico No. 35
Gastos Financieros



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidroagoyán S.A

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

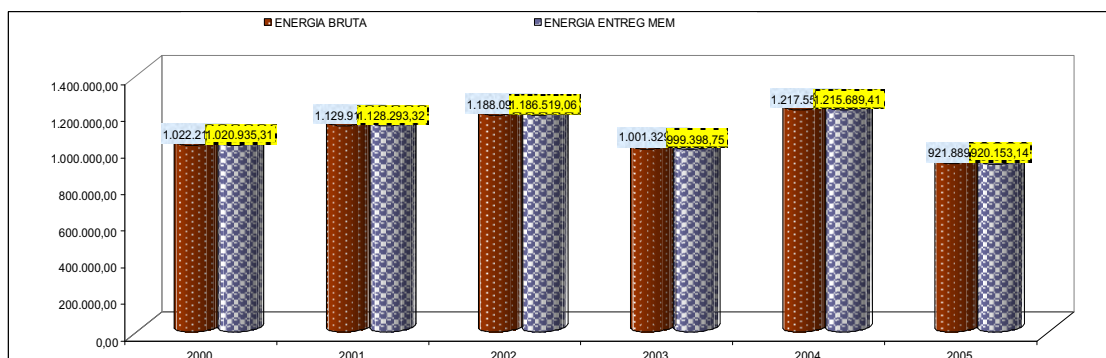
GASTOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS	
Media	6965356,927
Mediana	6958960,895
Desviación estándar	1813189,596
Varianza de la muestra	3,28766E+12
Rango	4573756,26
Mínimo	4657891,08
Máximo	9231647,34
Suma	41792141,56
Nivel de confianza (95%)	1902822,675

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

El esquema gráfico de este indicador, origina dos claros y explícitos periodos de movimiento de las cifras de gastos operativos y financieros generados por Hidroagoyán S.A. El primero que abarca los años desde el 2000 al 2002 muestra una obvia conducta de incremento anual hasta alcanzar el punto más alto del sistema que es de 9.231.647,34 usd en el año 2002. El segundo

período comienza en el año 2003 y finaliza en el 2005, y señala igualmente un comportamiento a la alza.

Gráfico No. 36
Producción (energía bruta) vs. Oferta (energía entregada al MEM)



EBA(Mw/h)		EEMEM (Mw/h)	
Media	1080164,74	Media	1078498,17
Mediana	1076061,74	Mediana	1074614,32
Desviación estándar	116295,341	Desviación estándar	116286,59
Varianza de la muestra	1,3525E+10	Varianza de la muestra	1,3523E+10
Rango	295662,374	Rango	295536,268
Mínimo	921889,666	Mínimo	920153,145
Máximo	1217552,04	Máximo	1215689,41
Suma	6480988,45	Suma	6470989
Nivel de confianza (95%)	122044,276	Nivel de confianza (95%)	122035,092

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

El gráfico precedente muestra la relación de la cantidad de energía producida por la empresa Hidroagoyán S.A en los últimos años, se aprecia que el año en el que la generadora alcanzó su máximo nivel de obtención fue el 2002 con una producción bruta anual de 1.188.093,92 Mw, mientras que el nivel porcentual de aporte energético al Mercado Eléctrico Mayorista en ese mismo año fue del 99,86%, esto indica que un alto porcentaje de lo generado es ofertado, y puesto a disposición de las empresas distribuidoras. El año de menor producción fue el 2005, con una cantidad de energía de 921.889,67 Mw, de los que 920.153,14 Mw fueron destinados a la distribución.

4.3.3. ELECAUSTRO

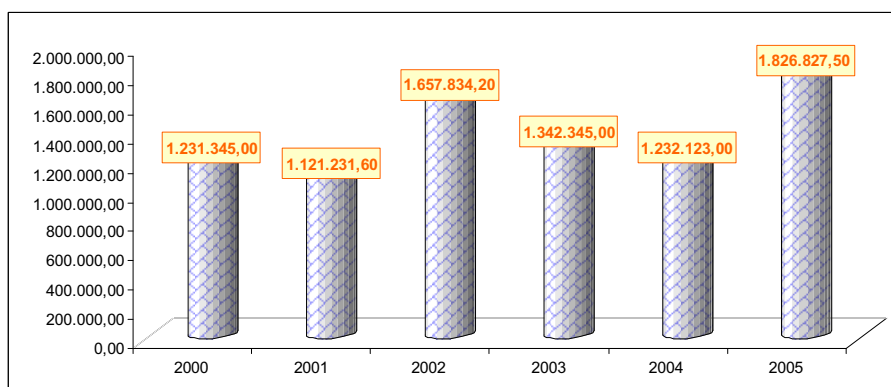
Cuadro No.23
Variables Financieras de Elecaustro (AÑOS 2000 - 2005)

AÑO	RLD	CY	AFN	UTILD. NETA	GDF	ENDEUD.	RENT.	C O	EBA(Mwh)	EEMEM (Mwh)
2000	1.231.345,00	34.526,56	43.560.243,98	3.546.787,78	10.235.467,45	0,22	0,66	5.674.872,33	232.322,32	230.674,21
2001	1.121.231,60	2.343,90	34.567.890,67	2.987.654,78	8.794.564,33	0,12	0,59	2.344.789,56	255.582,98	252.961,53
2002	1.657.834,20	67.854,89	45.674.560,76	3.007.929,77	9.874.567,67	0,23	0,22	6.743.567,21	211.759,04	209.617,78
2003	1.342.345,00	9.875,41	56.709.859,88	2.534.120,56	6.728.923,45	0,34	0,92	5.345.231,11	237.588,75	234.578,86
2004	1.232.123,00	56.745,44	34.560.089,09	3.335.469,88	13.234.809,56	0,11	0,92	3.467.890,66	254.924,21	250.798,43
2005	1.826.827,50	6.811,68	43.526.789,81	3.880.229,02	12.277.732,57	0,16	0,226	7.234.567,71	263.796	259.203,31

Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Electro Generadora del Austro

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Gráfico No. 37
Recursos Líquidos Disponibles



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Electro Generadora del Austro

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

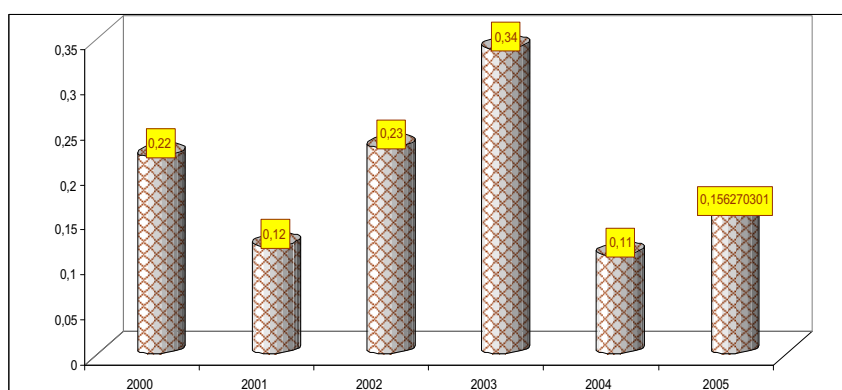
RECURSOS LIQUIDOS DISPONIBLES	
Media	1401951,05
Mediana	1287234
Desviación estándar	277956,9988
Varianza de la muestra	77260093177
Rango	705595,9
Mínimo	1121231,6
Máximo	1826827,5
Suma	8411706,3
Nivel de confianza (95%)	291697,5042

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

El gráfico correspondiente al indicador de recursos líquidos de la empresa Electro Generadora del Austro S.A, muestra una tendencia irregular a lo largo de la serie temporal teniendo como punto máximo la cifra del año 2005 con 1.826.827,5 usd, se aprecia claramente la inestabilidad de la serie y la falta de una tendencia que pueda explicar las fluctuaciones de la variable, lo que se tiene

es los niveles de movimiento de las cifras que en todos años se mantiene por encima de los 1.000.000,00 usd, con un punto mínimo de 1.121.231,6 usd en el año 2001.

Gráfico No. 38
Endeudamiento



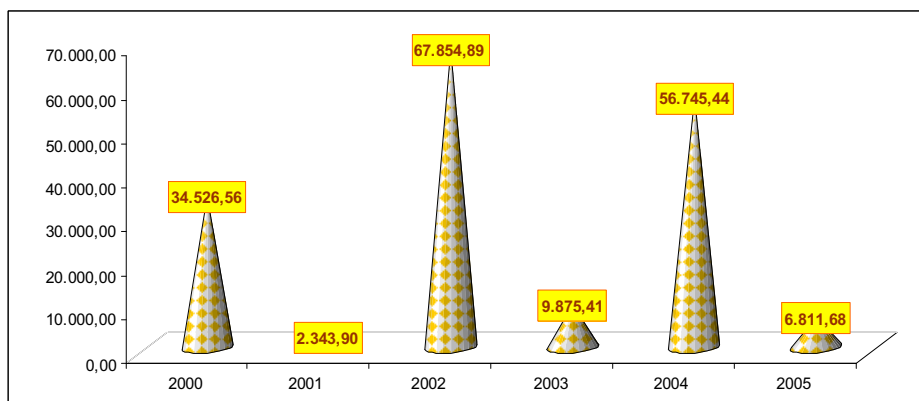
Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Electro Generadora del Austro
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

ENDEUDAMIENTO	
Media	0,19604505
Mediana	0,18813515
Desviación estándar	0,08627681
Varianza de la muestra	0,00744369
Rango	0,23
Mínimo	0,11
Máximo	0,34
Suma	1,1762703
Nivel de confianza (95%)	0,09054181

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

La serie de este indicador muestra dos periodos incrementales definidos: el primero que abarca los años del 2001 al 2003, que marcan el 50% de años abordados en el análisis, que posee unas cifras crecientes del orden de aproximadamente un 10% anual. Llegando a colocarse en un punto máximo del 34%, el mismo que forma el inicio de una reducción significativa la misma que aparece como alentadora, pero solo dura un período ya que posteriormente entra en acción el segundo proceso de crecimiento del endeudamiento en los años 2004 y 2005, hasta ascender al 15% en el que finaliza la gráfica.

Gráfico No. 39
Cartera Vencida



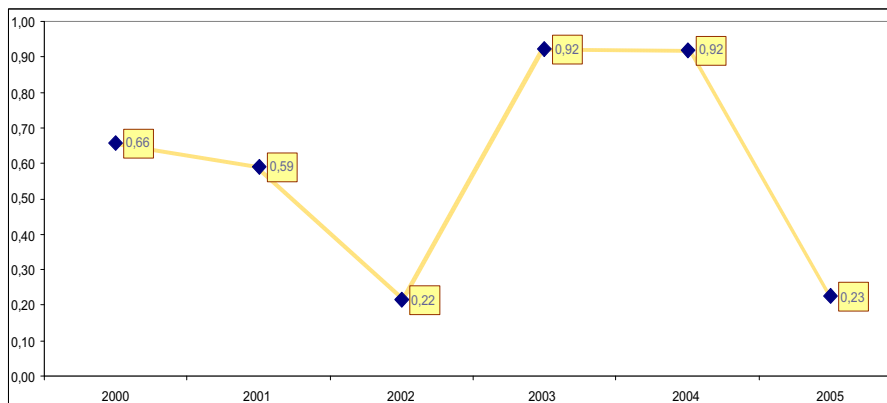
Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Electro Generadora del Austro
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

CARTERA VENCIDA	
Media	29692,98
Mediana	22200,985
Desviación estándar	27841,66881
Varianza de la muestra	775158522
Rango	65510,99
Mínimo	2343,9
Máximo	67854,89
Suma	178157,88
<u>Nivel de confianza (95%)</u>	<u>29217,99178</u>

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Los índices de cartera vencida que nos muestra Elecaustro S.A, presentan una tendencia muy inestable, siguiendo una tendencia estacionaria, se aprecia claramente las variaciones de año a año que muestra esta variable, empezando con 34.526,56 USD en el año 2000, hasta finalizar con una importante reducción del nivel de cuentas en aproximadamente un 75%, finalizando con un monto de 6.811,68 USD en el último año de análisis. Teniendo como punto más elevado el año 2002 con un monto de 67.854,89 USD.

Gráfico No. 40
Rentabilidad



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Electro Generadora del Austro

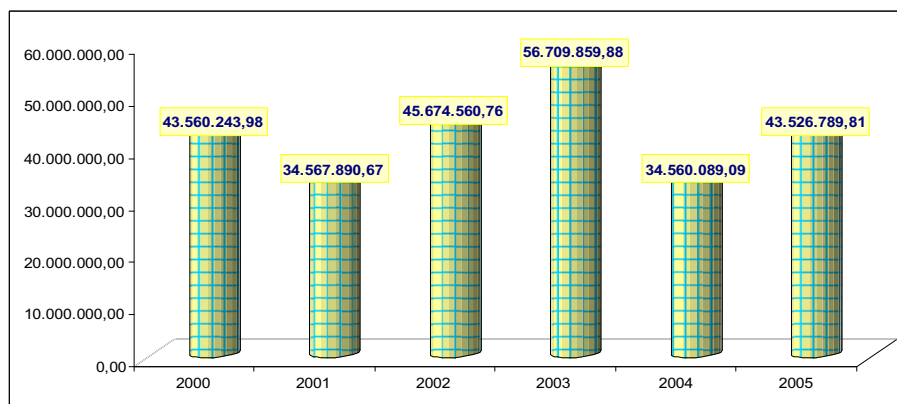
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

RENTABILIDAD	
Media	0,58813681
Mediana	0,62339037
Desviación estándar	0,31446052
Varianza de la muestra	0,09888542
Rango	0,70538904
Mínimo	0,21600437
Máximo	0,92139341
Suma	3,52882084
Nivel de confianza (95%)	0,33000554

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

El primer ciclo porcentual de rentabilidad que muestra el indicador, esta comprendido entre los años 2000 y 2002, la tendencia del Gráfico es claramente decreciente empezando con un 66% hasta alcanzar un nivel bajo del 22%, este decremento es preocupante, posteriormente para el año 2003 el indicador se dispara alcanzando una recuperación notable y casi perfecta estableciendo el porcentaje más alto del esquema (92%), el mismo que permanece inalterable en el siguiente año. Para luego terminar la serie con un nivel del 23%.

Gráfico No. 41
Activos Fijos Netos



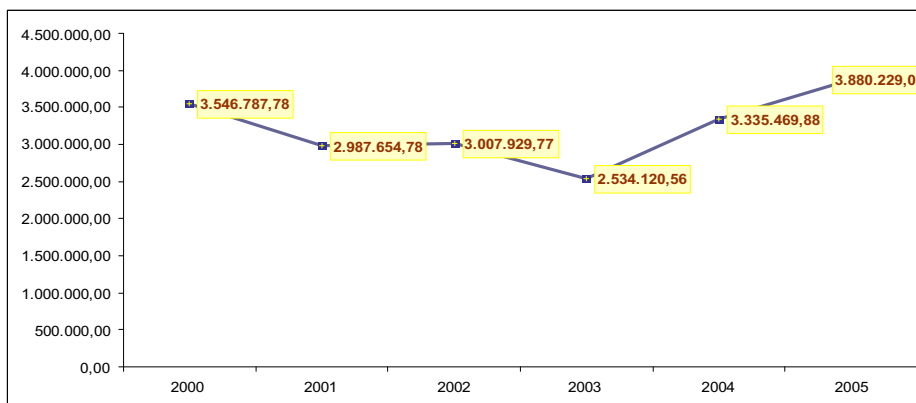
Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Electro Generadora del Austro
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

ACTIVOS FIJOS NETOS	
Media	43099905,7
Mediana	43543516,9
Desviación estándar	8221649,361
Varianza de la muestra	6,75955E+13
Rango	22149770,79
Mínimo	34560089,09
Máximo	56709859,88
Suma	258599434,2
Nivel de confianza (95%)	8628077,759

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

El indicador correspondiente a los Activos Netos, muestra una tendencia irregular a lo largo del periodo de análisis, se destaca que el año 2003 es el que muestra el mayor índice de activos con (56.709.859,88 USD) se aprecia claramente que en los años intermedios del ciclo existe una tendencia a la alza específicamente en los años 2001 al 2003. El punto más bajo del sistema se muestra en el año 2004 con 34.560.089,09 USD.

Gráfico No. 42
Utilidades Netas



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Electro Generadora del Austro

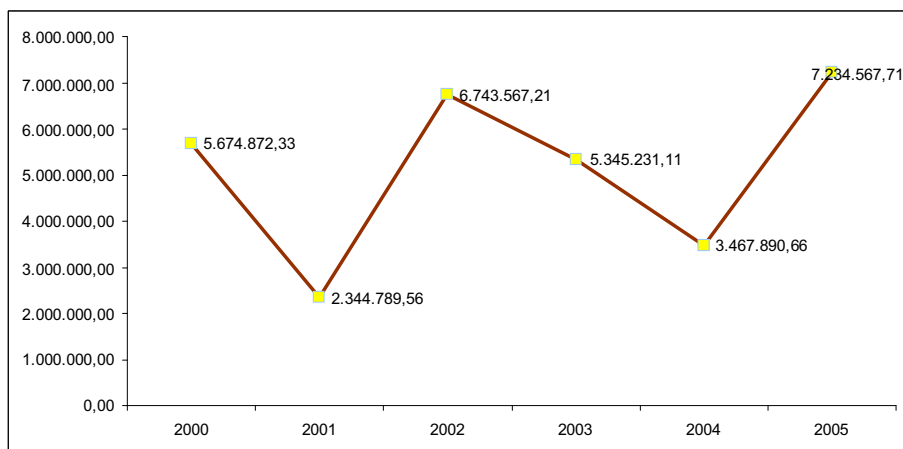
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

UTILIDADES NETAS	
Media	3215365,298
Mediana	3171699,825
Desviación estándar	474401,8787
Varianza de la muestra	2,25057E+11
Rango	1346108,46
Mínimo	2534120,56
Máximo	3880229,02
Suma	19292191,79
<u>Nivel de confianza (95%)</u>	<u>497853,4256</u>

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

En los cuatro primeros años claramente se aprecia una tendencia decreciente de las cifras que componen el indicador de utilidades netas de la empresa generadora, la reducción del índice va desde los 3.546.787,78 USD hasta los 2.534.120,56 USD, esto representa alrededor del 20%. El año 2004 representa el punto de inicio de una importante recuperación en este sentido, ya que para los dos años finales del esquema la tendencia es creciente hasta llegar y finalizar el año 2005 con un monto anual de ganancias de 3.880.229,02 USD que ha su vez constituye el punto más alto de todo el sistema gráfico.

Gráfico No. 43
Costos Operacionales



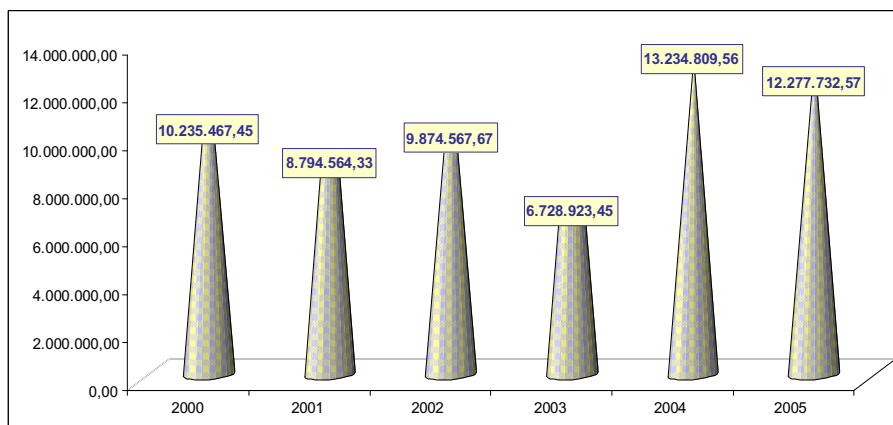
Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Electro Generadora del Austro
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

COSTOS OPERACIONALES	
Media	5135153,1
Mediana	5510051,72
Desviación estándar	1891869,97
Varianza de la muestra	3,5792E+12
Rango	4889778,15
Mínimo	2344789,56
Máximo	7234567,71
Suma	30810918,6
Nivel de confianza (95%)	1985392,53

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Las cifras de costos operacionales de la empresa a lo largo del periodo de estudio, muestra una tendencia irregular e inestable, lo que si se puede apreciar claramente es que en el año 2005 se alcanzo una cifra increíblemente alta en comparación a los años precedentes, por ejemplo en relación al año 2004 el incremento en costos de operación supero el 100%. Y en comparación con el punto mas bajo del sistema que corresponde al año 2001 el incremento de las cifras supera el 200%.

Gráfico No. 44
Gastos Financieros



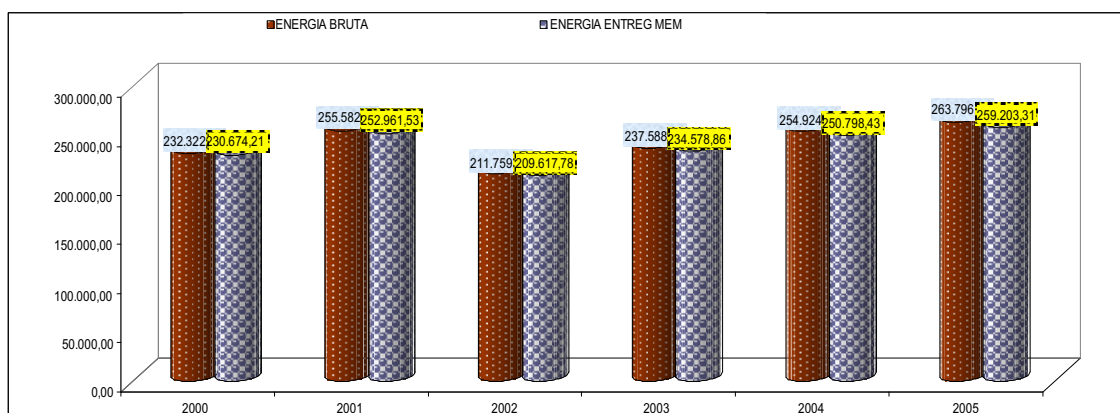
Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Electro Generadora del Austro
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

GASTOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS	
Media	10191010,84
Mediana	10055017,56
Desviación estándar	2351907,432
Varianza de la muestra	5,53147E+12
Rango	6505886,11
Mínimo	6728923,45
Máximo	13234809,56
Suma	61146065,03
Nivel de confianza (95%)	2468171,448

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

La fluctuación de los gastos financieros desde el 2000 hasta el 2005 como se muestran en la gráfica se mantiene un promedio aproximado de 10 millones anuales pero es necesario recalcar que en el año 2003 existe un baja de cerca de 4 millones alejado del promedio y para el 2004 se incrementa a cerca del 100%. Se puede decir que el año 2003 es un separador de ciclos pues entre el 2000 al 2002 se mantiene los gastos financieros en aproximadamente los 9 millones de dólares y (sin tomar en cuenta el año 2003) en los años siguientes se demuestra un incremento llegando su promedio a los 12.5 millones de dólares

Gráfico No. 45
Producción (energía bruta) vs. Oferta (energía entregada al MEM)



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Electro Generadora del Austro

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

EBA(Mw/h)		EEMEM (Mw/h)	
Media	242662,264	Media	239639,02
Mediana	246256,481	Mediana	242688,646
Desviación estándar	19243,7592	Desviación estándar	18395,8204
Varianza de la muestra	370322269	Varianza de la muestra	338406208
Rango	52037,241	Rango	49585,5328
Mínimo	211759,041	Mínimo	209617,778
Máximo	263796,282	Máximo	259203,311
Suma	1455973,58	Suma	1437834,12
Nivel de confianza (95%)	20195,0538	Nivel de confianza (95%)	19305,198

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Se puede apreciar que en esta generadora la producción a través de los años estudiados es algo constante, la variación de entre los puntos máximo y mínimo es apenas de 50 mil Mw, se observa además que entre 2000 y el 2002 existe una variación con aumento y disminución en lo producido y evidentemente en lo entregado; y a partir del 2003 en adelante se tiene una tendencia de crecimiento llegando a su punto máximo de producción de 263.796,282 Mw.

4.3.4. HIDRONACION

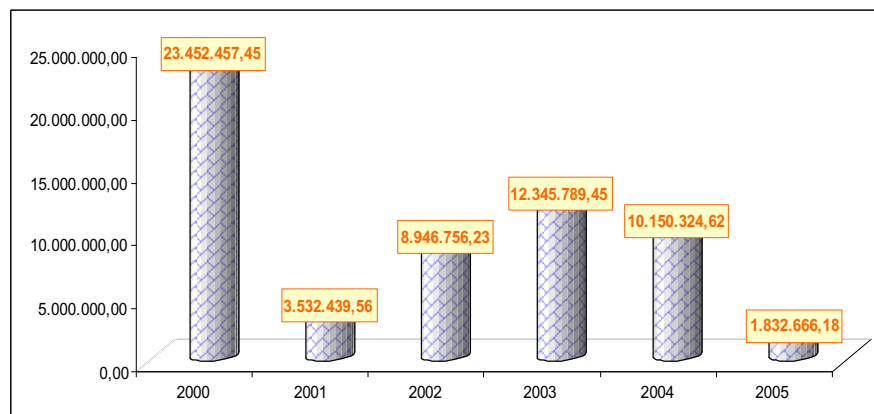
Cuadro No.24
Variables Financieras de Hidronación (años 2000 – 2005)

RLD	CV	AFN	UTILD. NETA	GOF	ENDEUD.	RENT.	C O	EBA(Mw/h)	EEMEM (Mw/h)
23.452.457,45	132.456.708,76	988.763,66	9.342.678,71	6.532.534,00	0,34	0,79	3.245.672,34	547.409,40	545.435,35
3.532.439,56	119.176.409,67	645.367,45	8.974.530,78	5.342.617,45	0,22	0,30	6.534.123,09	811.090,74	808.231,50
8.946.756,23	102.345.678,09	567.342,01	7.356.710,98	8.553.123,98	0,11	0,60	3.729.076,34	853.752,34	849.831,91
12.345.789,45	118.342.135,05	874.563,76	10.326.745,34	6.578.735,66	0,16	0,18	4.567.198,01	645.491,36	637.508,80
10.150.324,62	116.501.248,60	939.306,79	12.349.008,45	7.834.256,21	0,993	0,06	2.890.546,23	478.567,56	471.688,89
1.832.666,18	114.524.894,47	772.874,06	10.237.894,34	9.126.343,12	0,993	0,12	5.267.890,32	435.589,90	430.990,00

Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidronación S.A

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Gráfico No. 46
Recursos Líquidos Disponibles



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidronación S.A

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

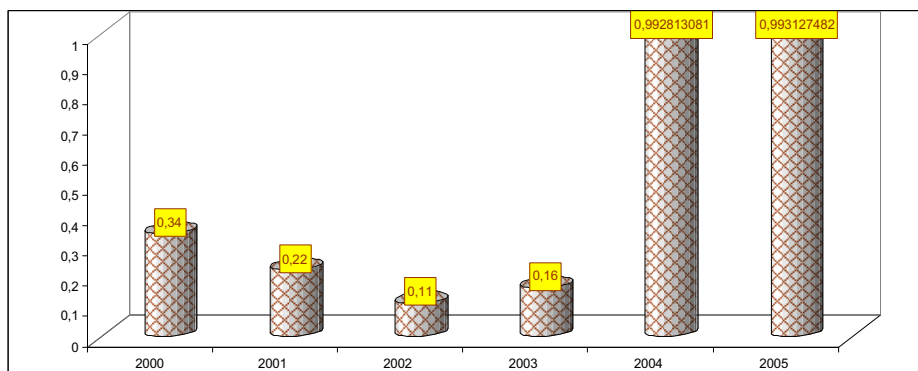
RECURSOS LIQUIDOS DISPONIBLES	
Media	10043405,58
Mediana	9548540,425
Desviación estándar	7695799,309
Varianza de la muestra	5,92253E+13
Rango	21619791,27
Mínimo	1832666,18
Máximo	23452457,45
Suma	60260433,49
Nivel de confianza (95%)	8076232,875

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

El nivel de recursos disponibles en el año 2000 están por sobre el promedio de el resto de los años de estudio, en cerca del 200%, mientras que en los años subsiguientes fluctúan entre los 3 millones y los 10 millones de dólares, sin embargo esto no se mantiene puesto que en el año 2005 tiene una baja impresionante y llega apenas al 1.8 millones de dólares.

Este año en contraste con el 2000 tiene una gran baja si contrastamos ambos, ya en cifras se habla de un decrecimiento en los cinco años de el 7.82% que si no se refleja mucho en porcentajes es más notoria en cifras reales y monetarias.

Gráfico No. 47
Endeudamiento



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidronación S.A

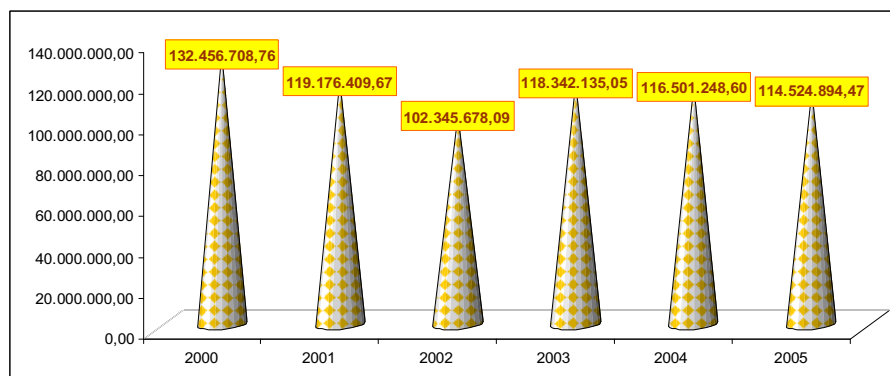
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

ENDEUDAMIENTO	
Media	0,46932343
Mediana	0,28
Desviación estándar	0,41281791
Varianza de la muestra	0,17041863
Rango	0,88312748
Mínimo	0,11
Máximo	0,99312748
Suma	2,81594056
Nivel de confianza (95%)	0,43322512

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Durante los cuatro primeros años el porcentaje de endeudamiento presenta una tendencia de disminución, hasta alcanzar un nivel del 16%, en el año 2003, este mismo año constituye el inicio de un escalofriante aumento de endeudamiento para el año 2004, esta cifra supera el 600% de incremento que se mantiene inalterable en el año siguiente.

Gráfico No. 48
Cartera Vencida



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidronación S.A

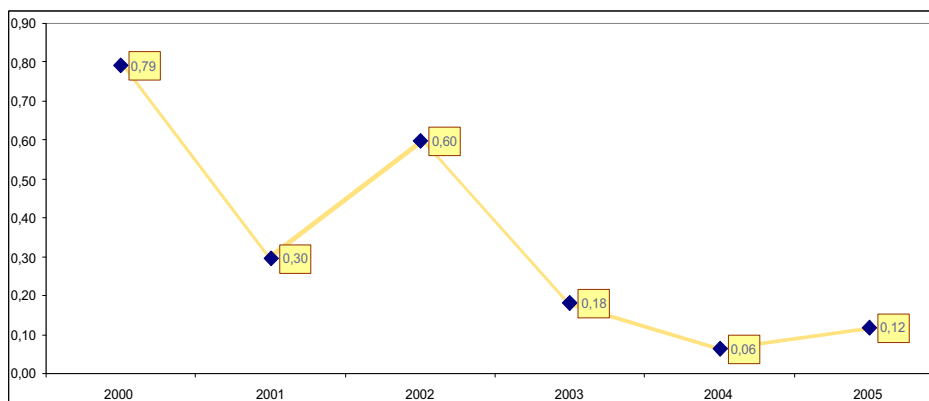
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

CARTERA VENCIDA	
Media	117224512,4
Mediana	117421691,8
Desviación estándar	9656806,379
Varianza de la muestra	9,32539E+13
Rango	30111030,67
Mínimo	102345678,1
Máximo	132456708,8
Suma	703347074,6
Nivel de confianza (95%)	10134180,22

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

El indicador de cartera vencida nos muestra que antes del año 2002 existía una cantidad de cartera por recuperar que supera los 130 millones de dólares, a partir del año 2002 es notoria su disminución, la cual se traduce en el 14,12% más bajo que el año anterior y en contraste con el año 2000 su reducción fue del 22.73% ya para los años subsiguientes; es decir a partir de 2003 en adelante se retoma el nivel de la cartera vencida a cerca de los 119 millones del año 2001 pero aún sigue siendo bajo en contraposición a los años anteriores, el promedio de este indicador en los años 2003, 2004, y 2005 es de 116.456.093.

Gráfico No. 49
Rentabilidad



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidronación S.A

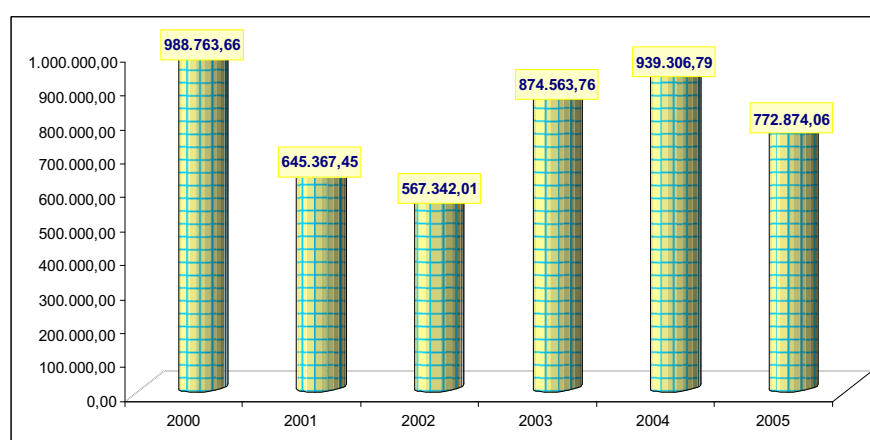
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

RENTABILIDAD	
Media	0,34158709
Mediana	0,23979063
Desviación estándar	0,2912111
Varianza de la muestra	0,08480391
Mínimo	0,06241432
Máximo	0,79151667
Suma	2,04952252
Nivel de confianza (95%)	0,30560681

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

En cuanto a la rentabilidad de esta empresa es evidente la reducción de la misma desde el año 2000 hacia el 2001 con un decrecimiento impresionante del 49%, ya en el 2002 tratan de retomar los niveles de rentabilidad llegando hasta el 60%; sin embargo esta rentabilidad no es constante y para el 2003 no existe crecimiento alguno, los niveles de rentabilidad en estos años son preocupantes pues decaen hasta el 5% en el 2004 y se sucede un pequeño incremento para el 2005 alcanzando el 12% en este período.

Gráfico No. 50
Activos Fijos Netos



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidronación S.A

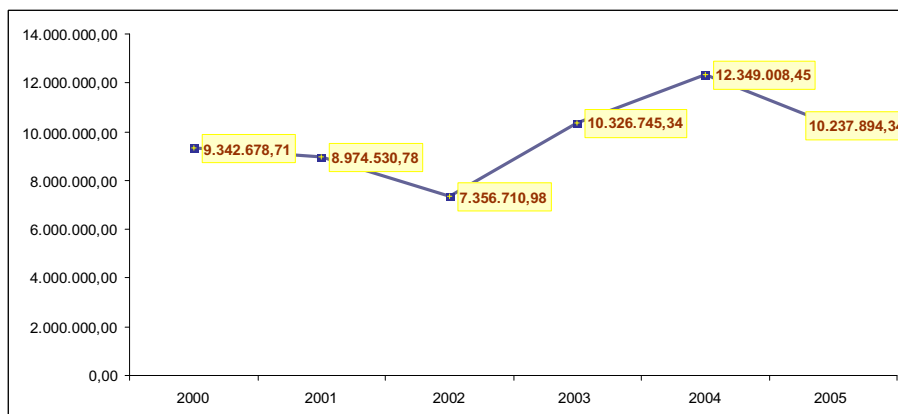
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

ACTIVOS FIJOS NETOS	
Media	798036,2883
Mediana	823718,91
Desviación estándar	166944,0031
Varianza de la muestra	27870300170
Rango	421421,65
Mínimo	567342,01
Máximo	988763,66
Suma	4788217,73
Nivel de confianza (95%)	175196,7004

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

En cuanto a activos fijos netos se refiere se aprecia un incremento de los mismos desde el año 2002 hasta llegar a un máximo en el 2004 de 939 millones de dólares, es claro también que en el año 2002 hubo una reducción del 42% en este indicador con relación al primer año de estudio donde la participación para este rubro abarco los 988.763 millones de dólares.

Gráfico No. 51
Utilidades Netas



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidronación S.A

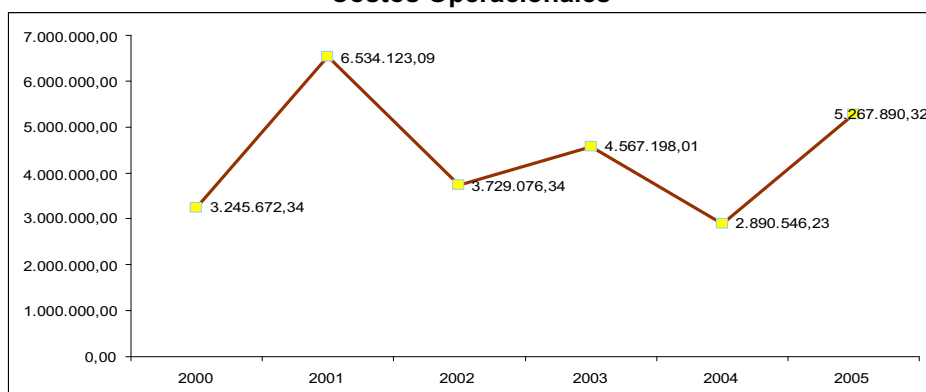
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

UTILD. NETA	
Media	9764594,767
Mediana	9790286,525
Desviación estándar	1662488,402
Varianza de la muestra	2,76387E+12
Mínimo	7356710,98
Máximo	12349008,45
Suma	58587568,6
Nivel de confianza (95%)	1744671,729

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Es apreciable que en el año 2002 hubo una gran baja en las ventas a pesar de este dato aislado encontramos que el promedio de ventas es esta epata de estudio es de 9.764.594,767 millones de dólares, los niveles de ventas oscilan entre los 9 millones y los 12 millones de dólares, mostrando su mejor venta en el año 2004 con un máximo de 12349008,45.

Gráfico No. 52
Costos Operacionales



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidronación S.A

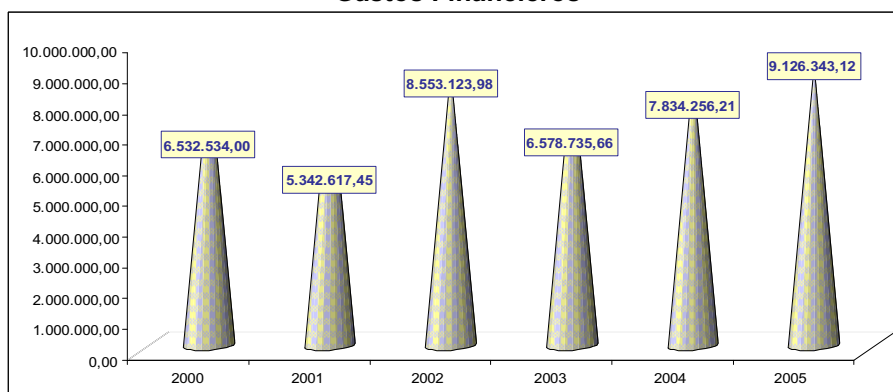
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

COSTOS OPERACIONALES	
Media	4372417,72
Mediana	4148137,18
Desviación estándar	1370559,52
Varianza de la muestra	1,8784E+12
Rango	3643576,86
Mínimo	2890546,23
Máximo	6534123,09
Suma	26234506,3
Nivel de confianza (95%)	1438311,66

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Se muestra en este gráfico picos a través de los años, se podría interpretar como ciclos en el tiempo, los más marcados se encuentran en los años 2000 a 2003 con un mínimo en el año 2004 y retomando para el 2005 los niveles de costos operacionales que tiene los años anteriores. Se puede apreciar que el año que tuvo costos operativos más altos fue en 2001 con 6.534.123,09 USD, es necesario recalcar que entre el año anterior y este en el que llega a su máximo el incremento fue del 101,31%, en cifras el año 2000 se mantuvo en 3.245.672,34 USD mientras que para el 2001 aumento a 6.534.123,09 USD.

Gráfico No. 53
Gastos Financieros



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidronación S.A

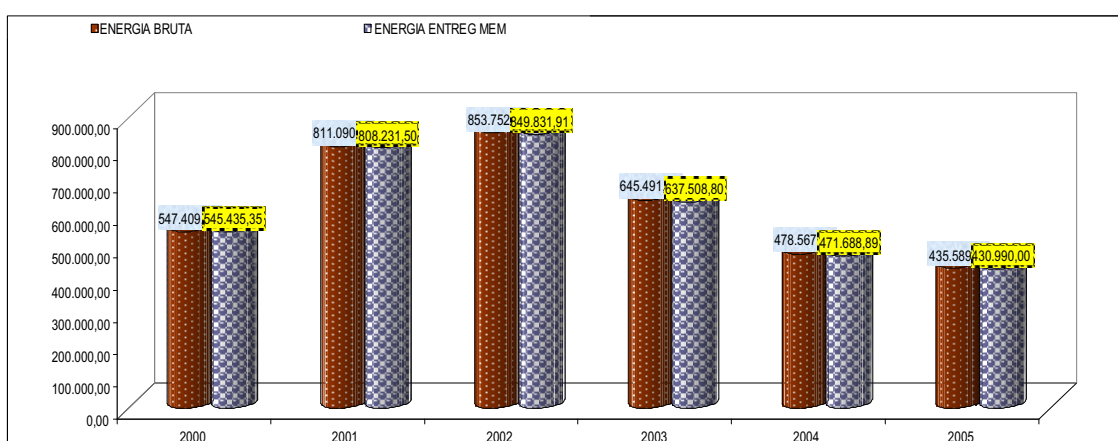
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

GASTOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS	
Media	7327935,07
Mediana	7206495,935
Desviación estándar	1423177,371
Varianza de la muestra	2,02543E+12
Rango	3783725,67
Mínimo	5342617,45
Máximo	9126343,12
Suma	43967610,42
Nivel de confianza (95%)	1493530,615

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Los gastos financieros mantienen una tendencia creciente a través de los años con un repunte de los mismos tanto en el 2002 como en el 2005 en el año 2001 se llega a un nivel mínimo con 5.342.617,45 millones de dólares y para el 2002 crecen en un 62,46% con respecto a ese mismo año. El punto máximo de los gastos financieros fue en el año 2005 con 9.126.343,12 millones de dólares.

Gráfico No. 54
Producción (energía bruta) vs. Oferta (energía entregada al MEM)



Fuente: Estados de Situación y de Resultados, Hidronación S.A

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

EBA(Mw/h)		EEMEM (Mw/h)	
Media	628650,22	Media	623947,7409
Mediana	596450,38	Mediana	591472,0736
Desviación estándar	173572,06	Desviación estándar	174211,1976
Varianza de la muestra	3,013E+10	Varianza de la muestra	30349541353
Rango	418162,44	Rango	418841,909
Mínimo	435589,9	Mínimo	430990
Máximo	853752,34	Máximo	849831,909
Suma	3771901,3	Suma	3743686,445
Nivel de confianza (95%)	182152,41	Nivel de confianza (95%)	182823,1408

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

La producción de energía eléctrica de la empresa Hidronación dentro de los cinco años de estudio presenta dos claros segmentos, el primero abarca los años del 2000 al 2002 en el que generación de electricidad tiene una tendencia creciente empezando con 547.409,40 Mw hasta alcanzar el punto máximo del sistema que es de 853.752,34 Mw, este año comprende un punto de inflexión que marca el inicio del segundo segmento en el que la correspondiente producción y por ende la cantidad de energía entregada al mercado eléctrico mayorista muestran una reducción, esta tendencia decreciente se hace mas notoria con el

paso de los años, el año 2005 llega a situarse en niveles aproximados del 50% de disminución en comparación a su mejor año de producción.

4.4. CONSTRUCCIÓN DEL MRFH (MODELO DE REGRESIÓN FINANCIERA PARA EL SECTOR HIDROELÉCTRICO)

4.4.1 ANALISIS DE REGRESION

Muchas de las aplicaciones estadísticas requieren la estimación de las relaciones existentes entre dos o más variables; por ejemplo, puede ser necesario responder a las preguntas ¿cómo varía el monto promedio de las inversiones, según el índice de producción anual? El interés se centra, entonces, en determinar una ecuación que relacione una variable dada con una o más variables que contienen información sobre la primera. “Existen aplicaciones en las que se dispone de un modelo que representan una relación exacta entre las variables de interés, tales modelos se denominan deterministas. Sin embargo en la vida diaria, rara vez se presentan fenómenos que reproducen con exactitud una ley, ya sea porque existen errores en la medición o porque hay otras variables que no son consideradas, por su escasa influencia, pero que son suficientes para que el modelo propuesto no sea exacto. Un modelo en el que una o más variables sea de naturaleza aleatoria se denomina probabilístico y a la determinación y examen de la calidad del modelo encontrado se llama análisis de regresión.”⁵⁴

Se destacan algunas de las más importantes aplicaciones del análisis regresivo.

- Descripción cuantitativa de las relaciones existentes entre una variable dada y un conjunto de variables.
- Interpolación entre valores de una función.
- Predicción y pronóstico
- Selección entre varios modelos alternativos.

⁵⁴ GALINDO, Edwin, Estadística para la Administración y la Economía, Quito 1999

4.4.2. MODELO DE REGRESION FINANCIERA

El objetivo es proponer un modelo econométrico, usando el método de regresión lineal múltiple que explique la interrelación entre las variables financieras seleccionadas en el estudio de las empresas del sector hidroeléctrico del país.

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_n X_n + \xi$$

Cuadro No.25
Cifras Financieras Consolidadas del Sector Hidroeléctrico Nacional

RENT.	CO	EBA(Mw/h)	EEMEM (Mw/h)	RLD	CV	AFN	UTIL. NETA	GOF	ENDEUD.
0,66	5.674.872,33	232.322,32	230.674,21	1.231.345,00	34.526,56	43.560.243,98	3.546.787,78	10.235.467,45	0,22
0,59	2.344.789,56	255.582,98	252.961,53	1.121.231,60	2.343,90	34.567.890,67	2.987.654,78	8.794.564,33	0,12
0,22	6.743.567,21	211 759,04	209.617,78	1.657.834,20	67.854,89	45.674.560,76	3.007.929,77	9.874.567,67	0,23
0,92	5.345.231,11	237 588,75	234.578,86	1.342.345,00	9.875,41	56.709.859,88	2.534.120,56	6.728.923,45	0,34
0,92	3.467.890,66	254 924,21	250.798,43	1.232.123,00	56.745,44	34.560.089,09	3.335.469,88	13.234.809,56	0,11
0,226	7.234.567,71	263.796	259.203,31	1.826.827,50	6.811,68	43.526.789,81	3.880.229,02	12.277.732,57	0,156
0,78	12.342.345,23	1.022.213,05	1.020.935,31	8.323.432,00	89.764.536,45	435.645.623,87	11.987.635,77	5.279.835,34	0,06
0,74	19.865.234,12	1.129.910,44	1.128.293,32	12.324.356,00	67.543.675,67	231.423.470,98	10.732.154,99	6.723.456,56	0,12
0,33	9.874.563,23	1 188 093,92	1.186.519,06	9.323.423,45	56.743.210,98	234.456.534,87	8.657.321,66	9.231.647,34	0,23
0,30	11.623.456,11	1 001 329,33	999.398,75	23.437.654,49	67.564.890,76	190.698.789,45	9.342.678,71	4.657.891,08	0,5
0,118	16.056.606,28	1 217 552,04	1.215.689,41	56.530.656,84	81.383.022,13	302.820.815,97	10.788.584,69	7.194.465,23	0,350
0,071	15.483.244,52	921.889,67	920.153,14	4.575.251,92	74.641.912,89	297.422.327,87	9.539.774,74	8.704.846,01	0,355
0,79	3.245.672,34	547.409,40	545.435,35	23.452.457,45	132.456.708,76	988.763,66	9.342.678,71	6.532.534,00	0,34
0,30	6.534.123,09	811.090,74	808.231,50	3.532.439,56	119.176.409,67	645.367,45	8.974.530,78	5.342.617,45	0,22
0,60	3.729.076,34	853 752,34	849.831,91	8.946.756,23	102.345.678,09	567.342,01	7.356.710,98	8.553.123,98	0,11
0,18	4.567.198,01	645 491,36	637.508,80	12.345.789,45	118.342.135,05	874.563,76	10.326.745,34	6.578.735,66	0,16
0,06	2.890.546,23	478 567,56	471.688,89	10.150.324,62	116.501.248,60	939.306,79	12.349.008,45	7.834.256,21	0,993
0,12	5.267.890,32	435.589,90	430.990,00	1.832.666,18	114.524.894,47	772.874,06	10.237.894,34	9.126.343,12	0,993
0,38	54.678.345,23	4.865.426,00	4.792.868,16	435.678.653,00	324.536.005,00	545.239.089,00	434.576,45	54.234.567,87	0,76
0,16	44.562.789,88	4.213.641,00	4.163.673,50	12.348.907,00	154.728.343,00	453.678.903,00	984.523,45	100.234.564,11	0,40
0,12	32.400.987,23	4 557 715,00	4.532.202,40	77.003.054,00	131.471.893,00	695.801.652,00	3.530.977,00	27.682.825,00	0,42
0,13	55.671.897,77	4 596 364,00	4.570.086,70	123.345.677,00	134.267.530,00	867.345.297,00	2.534.009,56	32.769.832,34	0,44
0,13	29.845.673,33	4 783 671,00	4.767.281,52	153.727.599,00	291.539.762,00	650.069.459,00	104.701,45	106.759.809,50	0,44
0,15	43.567.890,66	4.607.744,00	4.585.144,37	155.748.140,00	379.835.130,00	610.693.792,00	35.156.336,46	57.415.255,31	0,45

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

La tabla precedente muestra de manera explícita los datos financieros de las cuatro empresas generadoras de hidroelectricidad a lo largo de los cinco años de estudio.

Como primer paso para la construcción de un modelo econométrico se diseña una matriz de correlaciones de las variables financieras, esto se lo realiza

para establecer la participación de las variables dentro del modelo propiamente dicho.

Cuadro No.26
Matriz de Correlaciones

	RENT.	CO	EBA	EEMEM	RLD	CV	AFN	UTIL. NETA	GOF	ENDEUD.
RENT.	1									
CO	-0,3732	1								
EBA	-0,4170	0,9382	1							
EEMEM	-0,4176	0,9373	0,9999	1						
RLD	-0,1965	0,7433	0,7266	0,7243	1					
CV	-0,3884	0,7019	0,7966	0,7964	0,7552	1				
AFN	-0,3639	0,8984	0,9116	0,9128	0,6016	0,6187	1			
UTIL. NETA	-0,1568	0,0133	0,0176	0,0197	-0,0359	0,3942	0,0370	1		
GOF	-0,3375	0,7120	0,8127	0,8122	0,5137	0,6829	0,6399	-0,1266	1	
ENDEUD.	-0,5010	0,2767	0,2889	0,2874	0,3897	0,4384	0,1591	0,1023	0,2249	1

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Claramente se puede apreciar cuales son las variables financieras más correlacionadas individualmente en primera instancia, esto se determinará con mayor exactitud en el momento que las variables interactúen en conjunto en un modelo econométrico definido.

La matriz muestra que la variable correspondiente a la Producción Hidroeléctrica Anual (EBA), tienen altos índices de correlación con variables tales como: Energía entregada al MEM, Activos Fijos Netos, Gastos Operativos y Financieros, Cartera Vencida y Recursos Líquidos Disponibles.

Se inicia la construcción del modelo de regresión múltiple, usando como variable dependiente la producción anual de hidroelectricidad (EBA), la misma que se determinara en función de las otras variables antes mencionadas.

Con el uso del análisis de datos se establece el siguiente resultado de la regresión lineal:

	Coefficientes
Intercepción	3329,37501
EEMEM (Mw/h)	1,01329085
Activos Fijos Netos	-4,8642E-05
Gastos Operativos y Financieros	5,9653E-05
Cartera Vencida	-7,8932E-05
Recursos Líquidos Disponibles	0,00010705

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

$PRODUCCION (EBA) = 3329,4 + 1,01 (ENERGIA ENTREGADA AL MEM) - 0,0000486 (ACTIVOS FIJOS NETOS) + 5,96 (GASTOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS) - 0,000079 (CARTERA VENCIDA) + 0,0001 (RECURSOS LIQUIDOS DISPONIBLES)$

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0,99999275
Coefficiente de determinación R ²	0,99998549
R ² ajustado	0,99998146
Error típico	7666,01478
Observaciones	24

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Por medio del coeficiente de determinación R² se puede apreciar que el modelo de regresión lineal múltiple explica el 99,99% de la variabilidad.

Dentro de este análisis complementario para realizar un estudio de las variables financieras y su interrelación es necesario construir la llamada Tabla Anova.

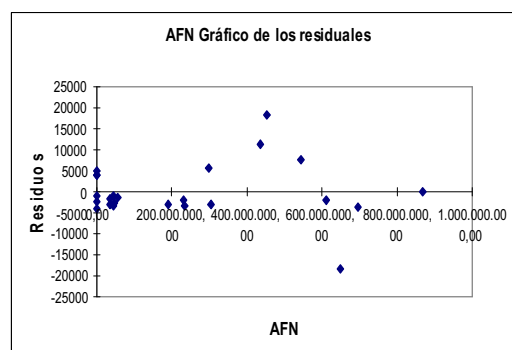
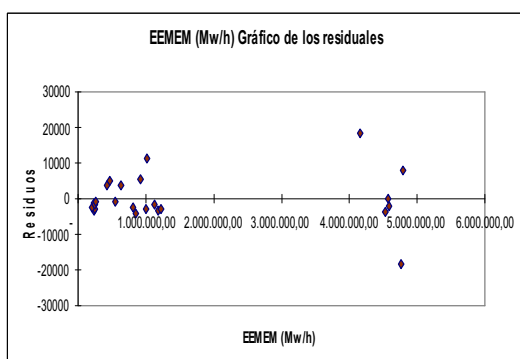
Cuadro No.27
Análisis de Varianza

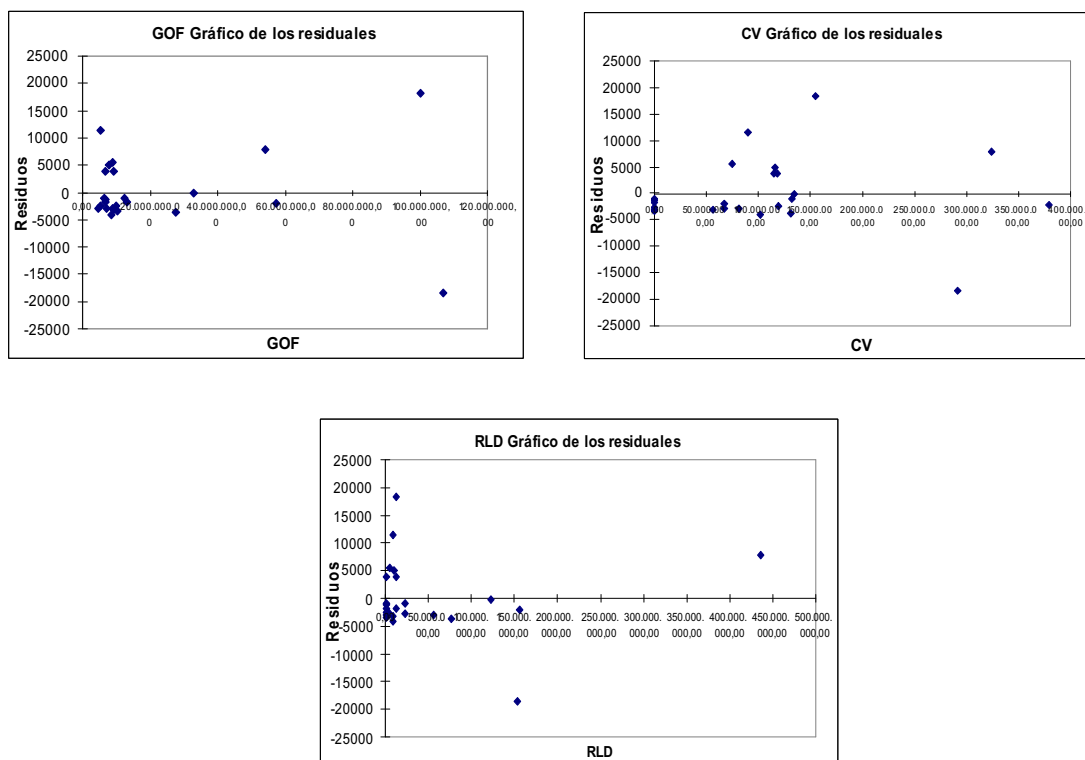
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	5	7,29221E+13	1,45844E+13	248170,4156	7,0151E-43
Residuos	18	1057820088	58767782,64		
Total	23	7,29232E+13			

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

La suma de cuadrados de la regresión es cercana al valor de la suma de cuadrados total, por lo que se puede concluir que la regresión es inicialmente buena. El valor crítico de F se acerca a cero por lo que la regresión es altamente significativa, además el valor de F es alto.

Gráfico No. 55
Gráficos de Residuales





Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

De los gráficos de residuos se desprende que los datos tienen una buena distribución pero existen puntos singulares específicamente en los regresores de Energía entregada al MEM que muestra dos segmentos de puntos agrupados, en el primero se ve una buena distribución de datos, lo que indica que su varianza no es constante, mientras que en los regresores de Activos Fijos Netos y Gastos Operativos y Financieros se puede apreciar que muchos de los datos se concentran cerca del origen pero que a su vez presentan puntos singulares alejados pero con una buena distribución esto muestra variaciones de las cifras. Los datos de la variable Recursos Líquidos Disponibles poseen datos concentrados en el origen claro que estos son de mayor magnitud que las otras variables por tal motivo la escala es superior y este esquema presenta dos puntos singulares que son el resultado de un incremento de las cifras de ese regresor.

A continuación se muestra el proceso para determinar la presencia de Multicolinealidad de Errores en el modelo seleccionado.

Cuadro No. 28
Media y Desviación Estándar de Regresores

	EBA(Mw/h)	EEMEM (Mw/h)	AFN	GOF	CV	RLD
Media	1.638.892,68	1.627.656,93	240.778.475,29	21.916.777,96	106.564.381,02	47.543.289,35
Desviación Estandar	1.780.610,34	1.766.633,42	269.461.662,04	28.956.559,37	101.471.582,05	95.494.255,82

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Calculando la matriz $(X^t * X)^{-1}$

1	230.674,21	43.560.243,98	10.235.467,45	34.526,56	1.231.345,00
1	252.961,53	34.567.890,67	8.794.564,33	2.343,90	1.121.231,60
1	209.617,78	45.674.560,76	9.874.567,67	67.854,89	1.657.834,20
1	234.578,86	56.709.859,88	6.728.923,45	9.875,41	1.342.345,00
1	250.798,43	34.560.089,09	13.234.809,56	56.745,44	1.232.123,00
1	259.203,31	43.526.789,81	12.277.732,57	6.811,68	1.826.827,50
1	1.020.935,31	435.645.623,87	5.279.835,34	89.764.536,45	8.323.432,00
1	1.128.293,32	231.423.470,98	6.723.456,56	67.543.675,67	12.324.356,00
1	1.186.519,06	234.456.534,87	9.231.647,34	56.743.210,98	9.323.423,45
1	999.398,75	190.698.789,45	4.657.891,08	67.564.890,76	23.437.654,49
1	1.215.689,41	302.820.815,97	7.194.465,23	81.383.022,13	56.530.656,84
1	920.153,14	297.422.327,87	8.704.846,01	74.641.912,89	4.575.251,92
1	545.435,35	988.763,66	6.532.534,00	132.456.708,76	23.452.457,45
1	808.231,50	645.367,45	5.342.617,45	119.176.409,67	3.532.439,56
1	849.831,91	567.342,01	8.553.123,98	102.345.678,09	8.946.756,23
1	637.508,80	874.563,76	6.578.735,66	118.342.135,05	12.345.789,45
1	471.688,89	939.306,79	7.834.256,21	116.501.248,60	10.150.324,62
1	430.990,00	772.874,06	9.126.343,12	114.524.894,47	1.832.666,18
1	4.792.868,16	545.239.089,00	54.234.567,87	324.536.005,00	435.678.653,00
1	4.163.673,50	453.678.903,00	100.234.564,11	154.728.343,00	12.348.907,00
1	4.532.202,40	695.801.652,00	27.682.825,00	131.471.893,00	77.003.054,00
1	4.570.086,70	867.345.297,00	32.769.832,34	134.267.530,00	123.345.677,00
1	4.767.281,52	650.069.459,00	106.759.809,50	291.539.762,00	153.727.599,00
1	4.585.144,37	610.693.792,00	57.415.255,31	379.835.130,00	155.748.140,00

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

$$Xt = \begin{pmatrix} 1 & 1 \\ 230674,2097 & 252962 & 209618 & 234578,86 & 250798,43 & 259203,3108 & 1020935,31 & 1128293,32 & 1186519 & 999398,751 & 1215689,41 & 920153,145 & 545435,3453 & 808231,4988 & 849831,909 & 637508,8019 & 471688,8905 & 430990 & 4792868,163 & 4163673,502 & 4532202,405 & 4570086,696 & 4767281,523 & 4585144,367 \\ 43560243,98 & 3,5E+07 & 4,6E+07 & 56709860 & 34560089 & 43526789,81 & 435645623,9 & 231423471 & 2,34E+08 & 190698789 & 302820816 & 297422328 & 988763,66 & 645367,45 & 567342,01 & 874563,76 & 939306,79 & 772874,06 & 545239089 & 453678903 & 695801652 & 867345297 & 650069459 & 610693792 \\ 10235467,45 & 8794564 & 9874568 & 6728923,5 & 13234810 & 12277732,57 & 5279835,34 & 6723456,56 & 9231647 & 4657891,08 & 7194465,23 & 8704846,01 & 6532534 & 5342617,45 & 8553123,98 & 6578735,66 & 7834256,21 & 9126343,12 & 54234567,87 & 100234564,1 & 27682825 & 32769832,34 & 106759809,5 & 57415255,31 \\ 34526,56 & 2343,9 & 67854,9 & 9875,41 & 56745,44 & 6811,68 & 89764536,45 & 67543675,7 & 56743211 & 67564890,8 & 81383022,1 & 74641912,9 & 132456708,8 & 119176409,7 & 102345678,1 & 118342135,1 & 116501248,6 & 114524894,5 & 324536005 & 154728343 & 131471893 & 134267530 & 291539762 & 379835130 \\ 1231345 & 1121232 & 1657834 & 1342345 & 1232123 & 1826827,5 & 8323432 & 12324356 & 9323423 & 23437654,5 & 56530656,8 & 4575251,92 & 23452457,45 & 3532439,56 & 8946756,23 & 12345789,45 & 10150324,62 & 1832666,18 & 435678653 & 12348907 & 77003054 & 123345677 & 153727599 & 155748140 \end{pmatrix}$$

$$Xt*X = \begin{pmatrix} 24 & 39063766,22 & 5778683407 & 526002671,1 & 2557545144 & 1141038944 \\ 39063766,22 & 1,35365E+14 & 1,93997E+16 & 1,81177E+15 & 7,44628E+15 & 4,66779E+15 \\ 5778683407 & 1,93997E+16 & 3,0614E+18 & 2,4148E+17 & 1,00491E+18 & 6,30793E+17 \\ 526002671,1 & 1,81177E+15 & 2,4148E+17 & 3,08134E+16 & 1,022E+17 & 5,76758E+16 \\ 2557545144 & 7,44628E+15 & 1,00491E+18 & 1,022E+17 & 5,09362E+17 & 2,89897E+17 \\ 1141038944 & 4,66779E+15 & 6,30793E+17 & 5,76758E+16 & 2,89897E+17 & 2,63989E+17 \end{pmatrix}$$

$$(Xt*X)^{-1} = \begin{pmatrix} 0,108583723 & 1,65343E-08 & -1,66941E-10 & 1,8149E-11 & -6,73248E-10 & 3,72569E-10 \\ 1,65343E-08 & \mathbf{3,228E-13} & -1,18303E-15 & -5,42875E-15 & -9,9603E-16 & -6,72475E-16 \\ -1,66941E-10 & -1,18303E-15 & \mathbf{5,56745E-18} & 1,52141E-17 & 3,31586E-18 & 1,3711E-18 \\ 1,8149E-11 & -5,42875E-15 & 1,52141E-17 & \mathbf{2,06251E-16} & -1,00812E-18 & 1,56034E-17 \\ -6,73248E-10 & -9,9603E-16 & 3,31586E-18 & -1,00812E-18 & \mathbf{1,6718E-17} & -5,54003E-18 \\ 3,72569E-10 & -6,72475E-16 & 1,3711E-18 & 1,56034E-17 & -5,54003E-18 & \mathbf{1,34667E-17} \end{pmatrix}$$

Se toma en cuenta que al existir valores mayores de 10 en la diagonal principal de la matriz $(X' X)^{-1}$ hay presencia de multicolinealidad, más la matriz obtenida muestra valores menores que cero, por lo que se confirma que no existe multicolinealidad de errores.

Luego de haber realizado todo este proceso para determinar un adecuado modelo de regresión múltiple tomando en consideración los datos financieros de las cuatro empresas generadoras de hidroelectricidad que forman parte de este estudio, se concluye que el modelo es altamente significativo ya que la relación entre variables es buena, esto se corrobora con el coeficiente de R^2 que nos muestra el porcentaje de adecuación del modelo, que informa sobre la relación existente entre las variables independientes y la dependiente, el rango de variación del modelo esta cercano al límite que es de 1, como en el modelo construido el valor es muy alto (0,99) se dice que el modelo se adecua a los datos y que el 99.99% de la variabilidad en la Producción Anual de Energía se explica mediante las variables: Energía entregada al MEM, Activos Fijos Netos, Gastos Operativos y Financieros, Cartera Vencida y Recursos Líquidos Disponibles.

*"En cualquier caso, un gráfico es una herramienta de análisis que puede ser de gran ayuda en las decisiones, pero no proporciona automáticamente ninguna decisión. Esta dependerá, afortunadamente y como siempre, del buen criterio de los directivos que deben tomarla. El gráfico puede ayudar, aunque sea parcialmente, a formar este criterio."*⁵⁵

4.5 COMPARACION CON OTROS PAISES

"Las clasificaciones asignadas a Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa) se fundamentan en su sólida posición como la principal compañía de generación eléctrica en Chile y la positiva evolución de su situación financiera. Asimismo, consideran su participación en otros mercados de América Latina y el mayor riesgo relativo de las inversiones que mantiene fuera de Chile, particularmente en Argentina y Brasil."⁵⁶

⁵⁵ JOSEP FAUS, FINANZAS ESTRUCTURALES Y ESTRATEGIAS FINANCIERAS, Biblioteca IESE de Gestión de Empresas, Universidad de Navarra, Barcelona, 1997.

⁵⁶ Feller-Rate CLASIFICADORA DE RIESGO Strategic Affiliate of Standard & Poor's INFORME DE CLASIFICACION EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. Agosto 2005. Chile

En este sentido se puede diferenciar que a comparación de las empresas generadoras ecuatorianas, la apertura a la información es indiscutible, al igual que la participación de alianzas estratégicas con el fin de ampliar mercados en diversos países, la colocación de inversiones en mercados extranjeros por parte de las empresas ecuatorianas es reducida.

“Endesa encabeza el negocio de generación en América Latina del holding Enersis –controlador de la compañía–, con inversiones Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú. En Chile, la compañía mantiene una política comercial conservadora, con un adecuado nivel de contratos que le permite obtener ingresos estables y, a la vez, situarse en una posición excedentaria, pudiendo materializar ventas en el mercado spot. Esta situación le permitió sortear favorablemente la crisis que afecta al sector desde abril de 2004, derivada de la escasez de gas natural en el sistema.

Las restrictas políticas comerciales y falta de una visión mercantil global hace que empresas tales como Endesa no tengan inversiones en el Ecuador, esto tiene mucho que ver con las situaciones coyunturales que forman parte de diario quehacer nacional, las cifras económicas, factores sociales, políticos. Riesgo País, hacen obvio el poco interés de estas grandes compañías en hacer negocios en el Ecuador.

La compañía exhibe una situación financiera estable, con indicadores que han mejorado en forma sostenida. A junio de 2005, el endeudamiento financiero alcanza 0,8 veces, la cobertura de intereses llega a 2,8 veces y la deuda financiera sobre Ebitda alcanza 4,1 veces.

“A la fecha, Endesa mantiene un nivel de deuda consolidada que alcanza US\$3.812 millones y ha reorganizado su calendario de amortizaciones elevando la madurez promedio de su deuda. Estos factores han ayudado a mejorar la flexibilidad financiera de la compañía.”⁵⁷

⁵⁷ Feller-Rate CLASIFICADORA DE RIESGO Strategic Affiliate of Standard & Poor’s INFORME DE CLASIFICACION EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. Agosto 2005. Chile

La comparación de los indicadores e índices financieros de las empresas nacionales del sector hidroeléctrico con la empresa chilena de energía, son bastante notorios, por una lado esta la estabilidad de la economía extranjera relacionada con los altos índices de calidad y servicio, y por otro la desalentadora realidad nacional que refleja estos aspectos en las inconsistentes cifras financieras.

Cuadro No.29
Balance Financiero Consolidado

	2002	2003	2004	Jun-05
Ingresos de Explotación	979.846	951.243	1.042.931	579.382
Resultado Operacional	361.632	349.899	372.695	181.837
Depreciación del Ejercicio	204.574	185.528	172.488	92.937
Flujo Operacional	566.206	535.427	545.183	274.775
Gastos Financieros	-222.270	-211.004	-194.473	-99.210
Resultado no Operacional	-327.372	-185.028	-166.751	-92.594
Utilidad del Ejercicio	-9.734	80.759	84.622	31.091
Activos Totales	6.814.535	5.649.209	5.370.538	5.265.940
Deuda Financiera	3.117.909	2.357.331	2.218.219	2.207.530
Patrimonio	1.494.300	1.542.887	1.584.499	1.588.732
Margen Operacional	36,90%	36,80%	35,70%	31,40%
Flujo Operacional / Activos*	8,30%	9,50%	10,20%	10,10%
Rentabilidad Patrimonial*	-0,70%	5,20%	5,30%	5,20%
Deuda Financiera	1	0,8	0,8	0,8
Flujo operacional/Gastos Financieros	2,5	2,5	2,8	2,8
Deuda Financiera / Flujo Operacional*	5,5	4,4	4,1	4,1
Liquidez Corriente	0,5	0,8	1,3	0,7

* Indicadores de Junio Anualizados

Fuente: CLASIFICADORA DE RIESGO Strategic Affiliate of Standard & Poor's

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

4.5.1 FORTALEZAS Y RIESGOS

4.5.1.1 Fortalezas

Fortalecimiento del perfil financiero. La conclusión del plan de fortalecimiento financiero dejó a la compañía en una situación crediticia más favorable, logrando una mejora en su posición de liquidez y acceso a los mercados de capitales.

Concentración en Chile y en el sector eléctrico. Si bien la compañía mantiene inversiones en otros mercados de Latinoamérica, las operaciones se concentran en Chile, clasificado en "A/Estable" en escala global de Standard &

Poor's. Durante 2004, cerca del 41% del resultado operacional provino de este mercado. Apoyo de su matriz. Endesa ha recibido permanentemente un importante apoyo de su matriz Enersis; y a través de ésta, de Endesa España – clasificada en “A” por Standard & Poor's–, formando parte de uno de los principales grupos pertenecientes a la industria eléctrica a nivel mundial. Este apoyo entrega a la compañía un amplio acceso a recursos financieros y experiencia en la industria eléctrica. Política comercial conservadora. Luego de haber sido afectada por la sequía del período 1998-1999 la compañía bajó su nivel de contratos, lo que le otorga una mayor flexibilidad operacional y limita el riesgo de sobrecostos en períodos de escasez energética.

4.5.1.1 Riesgos

“Inversión en América Latina. *Inversiones en países sudamericanos distintos de Chile implican niveles de riesgo-país superiores.* Actualmente, Standard & Poor's mantiene las siguientes clasificaciones soberanas en moneda extranjera para los países en los que la empresa mantiene inversiones: Argentina, “B /Estable”; Brasil, “BB-/Estable”; Chile, “A/Estable”; Colombia, “BB/Estable”; y Perú, “BB/Positivas”.

Riesgo regulatorio. Si bien la incertidumbre regulatoria en el sector eléctrico chileno disminuye con la aprobación y entrada en vigencia de la “Ley Corta” y “Ley Corta II”, para los otros países de la región es necesario considerar que, en momentos de crisis económica, se incrementa el riesgo de cambios regulatorios como los que se han generado en Argentina.”⁵⁸

Claramente se puede notar, que al Ecuador y sus empresas eléctricas no se las toma en cuenta dentro de la región por considerarles mercados poco eficientes; aunque se tenga a la mano abundantes recursos naturales renovables, y potencial de mano de obra calificada. Pero las trabas políticas y las excesivas prebendas de los trabajadores obstaculizan los virtuales índices de calidad y niveles de calificaciones positivas en cuanto a las posibilidades de inversión.

⁵⁸ Feller-Rate CLASIFICADORA DE RIESGO Strategic Affiliate of Standard & Poor's INFORME DE CLASIFICACION EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. Agosto 2005. Chile

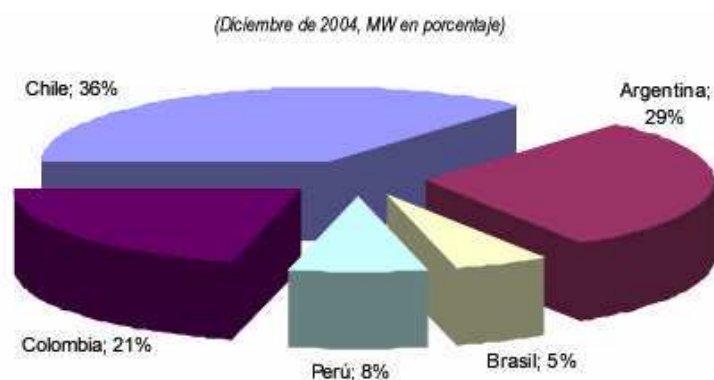
4.5.2 GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE

Empresa Nacional de Electricidad S.A.

Endesa Chile es la principal empresa generadora de energía eléctrica del país. La potencia instalada de Endesa y sus filiales alcanza los 4.477 MW, lo que representa el 38% de la capacidad instalada en Chile. El mix de generación de la compañía se compone en un 76% de centrales hidroeléctricas y en un 24% de centrales térmicas.

La compañía concentra su actividad en el negocio de generación eléctrica, participando en los mercados eléctricos de Chile, Argentina, Perú, Brasil y Colombia. Adicionalmente, está presente en negocios relacionados, como la comercialización de energía eléctrica, operación de gasoductos, asesoría en ingeniería y construcciones de infraestructura.

Gráfico No. 56
Capacidad Instalada de ENDESA



Fuente y Elaboración: Feller-Rate CLASIFICADORA DE RIESGO Strategic Affiliate of Standard & Poor's

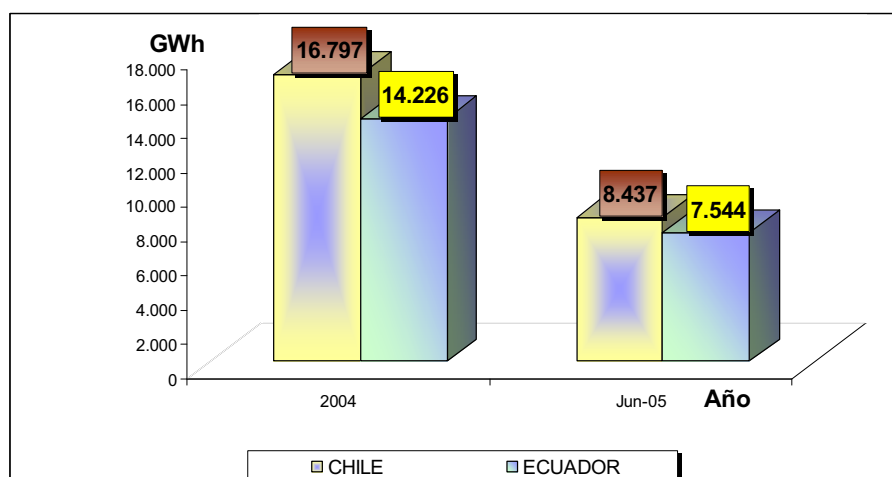
“Durante 2004, la generación anual de energía de Endesa y sus filiales, en Chile, alcanzó los 16.797 GWh y las ventas de energía eléctrica alcanzaron los 18.462 GWh. A junio de 2005, la generación llegó a 8.437 GWh y las ventas

físicas alcanzaron 9.171 GWh, exhibiendo crecimientos de 8,3% y 7,7%, respectivamente.”⁵⁹

La diferencia en niveles finales de producción o generación de energía eléctrica entre Ecuador y Chile, mantiene un índice aproximado de 2.570 GWh anual para el año 2004, en tanto que para los cinco primeros meses la diferencia comparable es de 893 GWh, lo que muestra que relativamente las cifras se van reduciendo. La falta de apertura de mercados por parte de las empresas ecuatorianas debido a la limitada producción de energía se hace notoria en la cobertura incompleta y deficitaria que se presenta anualmente a los consumidores finales, las tarifas que se cobran por el uso de la energía, los costos de distribución son factores que impiden el mejor desenvolvimiento de las empresas hidroeléctricas como tales. El siguiente gráfico muestra la relación de generación que existe entre las empresas internacionales y las ecuatorianas.

Gráfico No. 57

Comparación de Producción Eléctrica 2004-2005



Fuente: Strategic Affiliate of Standard & Poor's y Estadística Eléctricas Ecuatorianas
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

⁵⁹ Feller-Rate CLASIFICADORA DE RIESGO Strategic Affiliate of Standard & Poor's INFORME DE CLASIFICACION EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. Agosto 2005. Chile

CAPITULO V

5. ESTRATEGIAS FINANCIERAS EN BASE AL MODELO FRICTO⁶⁰

“Las estrategias deben ser tomadas por la alta dirección de la empresa, claro está, anteponiendo valores éticos y morales, para su correcto desempeño. Las mayores barreras para tomar decisiones estratégicas no se encuentran necesariamente en fallas de análisis, sino que surgen de las creencias y valores fatalistas de los equipos gerenciales.”

Luis Eduardo Montiel

5.1 INTRODUCCIÓN

Las estrategias financieras son adecuadas para generar un aumento en los índices de producción y ventas de una empresa.

Dentro de este capítulo abordaremos desde las nociones básicas de las estrategias financieras y sus aplicaciones, hasta la factibilidad de establecer las mismas dentro de las empresas generadoras de hidroelectricidad.

Tras el impacto de la reingeniería y la reestructuración de las empresas, el crecimiento se ha convertido en una imperiosa necesidad de desarrollo.

El crecimiento comprende una nueva fórmula estratégica para crear beneficios e incrementar los márgenes de ganancias. Dentro de este apartado se presentarán algunas de las más innovadoras iniciativas para sacar el máximo provecho de las oportunidades que se presenten en el proceso de una corporación. Se establecerá también las alternativas para que las empresas generadoras sean más rentables y formulen nuevas políticas de funcionamiento interno.

Dentro de las empresas estatales un concepto que no se ha considerado es el de la *destrucción del valor*⁶¹, el que implica que no necesariamente las

⁶⁰ (Flexibility, Risk, Income, Control, Timing, Other)

empresas entren en pérdida, simplemente significa que no se obtiene el nivel de rentabilidad deseada en función del riesgo. Es decir, que las empresas pueden ser económicamente no rentables, aún siendo contablemente rentables porque obtienen beneficios.

Las empresas, especialmente las que recurren regularmente a los mercados de capitales y deudas para su financiación, suelen poner en práctica sus estrategias financieras a través de una serie de políticas bien establecidas, que constituyen luego el fundamento en el que se basan las decisiones concretas.

Las políticas financieras deberían ser coherentes entre sí y diseñarse en concordancia con el objetivo de crear valor.

El progreso de la ciencia financiera en los últimos años ha acrisolado las consideraciones que las empresas deberían tener en cuenta al establecer sus estrategias financieras.

5.2 CUESTIONES BÁSICAS Y ESTRATEGIAS DE CRECIMIENTO

Se debe tener en cuenta que el objetivo de maximizar el valor de la inversión no es el único factor del Estado, se debe considerar la necesidad de tener en cuenta intereses de otros grupos (los afectados) stakeholders.

De acuerdo con el concepto de la destrucción del valor hablamos de empresas económicamente no rentables y contablemente rentables, en éstas; se puede apreciar que si existen beneficios los componentes de la corporación permanecerán en algún grado satisfechos; en este tipo de contexto. Las máximas autoridades tomarán acciones y planes de expansión, inversión, etc. en pocas palabras un crecimiento sostenible de las empresas hidroeléctricas, como algo que augura un futuro positivo. No obstante a menos que las empresas estatales alcancen el umbral de rentabilidad económico; éstas destruyen activamente el patrimonio del Estado y además si no se consigue el objetivo, con nuevas y eficientes inversiones, *cuanto más invierta y crezca; más valor destruirá*. Esto

⁶¹ Concepto tomado de: JOSEP FAUS, FINANZAS ESTRUCTURALES Y ESTRATEGIAS FINANCIERAS, Biblioteca IESE de Gestión de Empresas, Universidad de Navarra, Barcelona, 1997.

constituye un factor clave porque a pesar del dramatismo que esto encierra, tanto inversores como autoridades gubernamentales no son conscientes de todo ello.

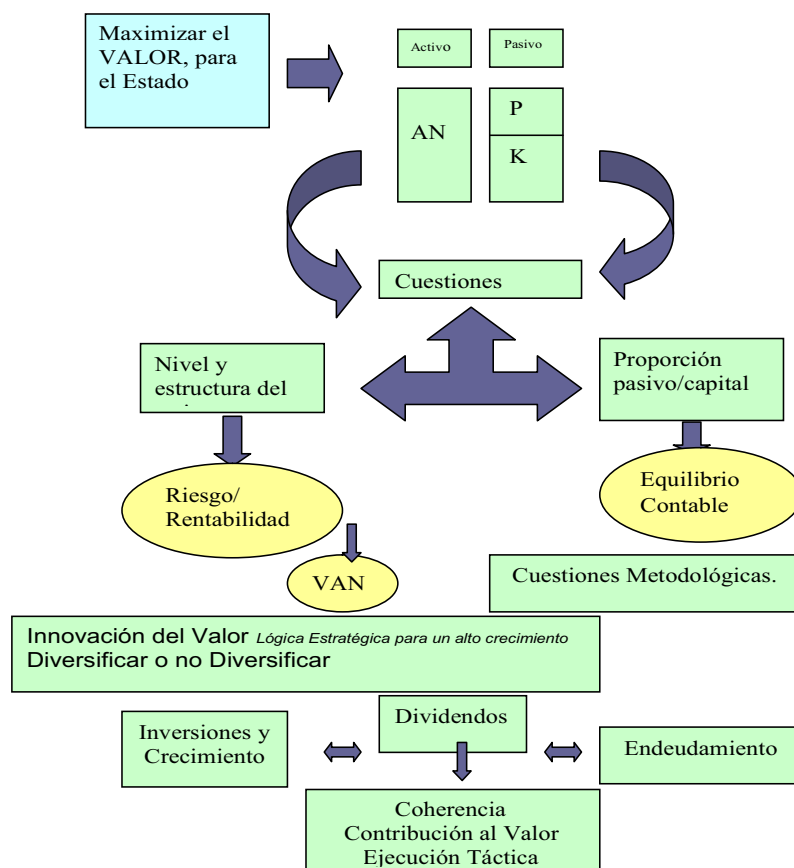
5.3 PUESTA EN MARCHA DE LAS ESTRATEGIAS FINANCIERAS.

Antes de poder desarrollar y poner en funcionamiento las estrategias financieras en las empresas del SHN, se deben establecer lineamientos en políticas bien establecidas que formarán parte del fundamento en el que se basarán las decisiones específicas. Entre las más representativas están:

- Políticas de Inversiones
- Políticas de Endeudamiento
- Políticas de Dividendos

A continuación se presenta un esquema de relaciones lógicas, que nos muestran que las políticas de estrategias financieras son consecuencias directas de las estrategias de activo y pasivo.

Dibujo No. 3
Relaciones Lógicas en las Políticas de Estrategias Financieras



Fuente: JOSEP FAUS, FINANZAS ESTRUCTURALES Y ESTRATEGIAS FINANCIERAS, Biblioteca IESE de Gestión de Empresas, Universidad de Navarra, Barcelona, 1997.
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

5.4 ESTRATEGIAS Y TACTICAS

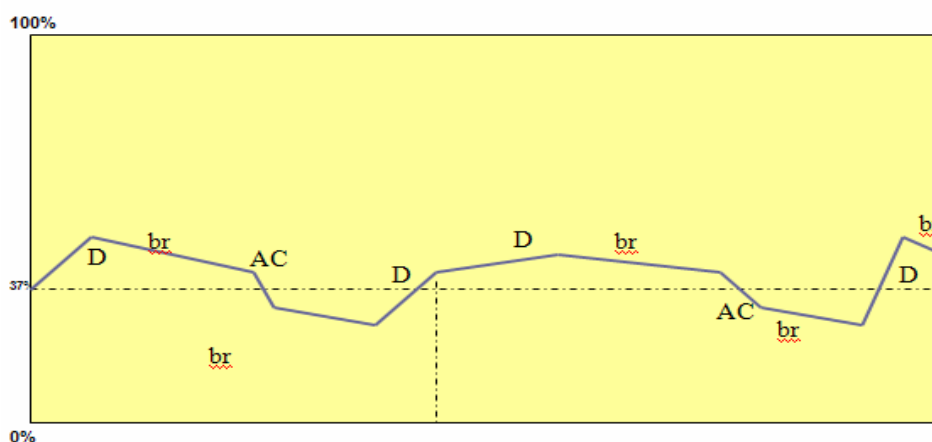
Las políticas financieras suelen enunciarse en términos de patrones para la operación, que luego se ponen en práctica a través de planes de acción.

Las dificultades y limitaciones de todo orden que frecuentemente surgen en la vida institucional de las hidroeléctricas que, al tratar de poner en práctica un determinado sistema de políticas y estrategias financieras provocan que en la realidad no se lleguen a cumplir todas ellas.

Uno de los más claros conceptos es el de la deuda, que incumbe a la estrategia del endeudamiento, el mismo que establece mantener un nivel constante de deuda en estructura de capital; en donde se implanta que cada emisión de capital de las empresas hidroeléctricas está acompañada de su correspondiente nivel de deuda, o viceversa.

Hipotéticamente se puede considerar que las generadoras debe fijarse una estructura de capital manteniendo un 37% de endeudamiento. Las decisiones pertinentes en este supuesto sería emitir capital o deuda en un momento concreto que va a permitir conocer los límites reales en los que fluctúan las cifras de endeudamiento (D), beneficios retenidos (br) y ampliaciones de capital (AC)

Gráfico No. 58
Fluctuación Temporal



Fuente: JOSEP FAUS, FINANZAS ESTRUCTURALES Y ESTRATEGIAS FINANCIERAS, Biblioteca IESE de Gestión de Empresas, Universidad de Navarra, Barcelona, 1997.
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

5.5 ANALISIS FRICTO

Estos seis elementos: Flexibilidad, Riesgo, Beneficios, Control, Coyuntura y Otros; constituyen una excelente lista de criterios a tener en cuenta en cualquier tipo de decisiones financieras, los cuales aportan aspectos de carácter estratégico.

Flexibilidad.- Se relaciona directamente con las decisiones de ampliar el capital en el presente, para en el futuro tener mayores opciones de endeudamiento. Esto ayudará a que las organizaciones seleccionen las mejores medidas posteriores en función de cómo se desarrolle la coyuntura.

Riesgo.- La incertidumbre es un factor concomitante con los proyectos de inversión, pero igualmente se puede apreciar en cualquier actividad financiera. Esto quiere decir que un plan de inversión puede brindar un alto nivel de rentabilidad, pero cuando se lo pone en marcha el índice de riesgo o incertidumbre es elevado quizá propiciado por las actividades coyunturales del momento.

Control.- Se refiere fundamentalmente a las decisiones internas de quienes gobiernan las organizaciones. A menudo este criterio es el más determinante por encima del resto; y aunque no tenga nada que ver directamente con la creación de valor, pues si lo hace indirectamente. Es decir las decisiones que se tomen en la empresa, la pueden afectar.

Coyuntura.- Siempre está presente en las decisiones financieras, y también se la aprecia en todos los elementos del esquema FRICTO, es un factor que hace que las decisiones financieras presenten desviaciones “positivas o negativas” en el planteamiento de sus políticas iniciales. Entre las situaciones coyunturales típicas están: la evolución de las tasas de interés, acontecimientos de política nacional e internacional, riesgo país, inestabilidad jurídica y económica, etc.

Otros.- Corresponden a situaciones especiales para cada tipo de organización, sean estas grandes corporaciones, o pequeñas empresas que son propiedad de quienes las dirigen.

Para las segundas, las variables en cuanto a decisiones de políticas financieras pueden carecer de contenido y relevancia, por el propio hecho de su carácter menor.

Beneficio.- Son las utilidades que se alcanzan en un determinado periodo de gestión o ejercicio financiero, dentro del esquema FRICTO esta variable debe analizarse recurriendo a múltiples herramientas, en este caso se propondrá un estrategia de incremento de beneficios para las empresas del sector hidroeléctrico basado en desestimar modelos usados anteriormente y plantear nuevas directrices de funcionamiento para los componentes de la organización, el modelo propuesto se basa en mejorar los índices teniendo en cuenta un funcionamiento orientado hacia los resultados.

5.5.1 ESTRATEGIAS FINANCIERAS

Una forma de ampliar el capital es mediante un presupuesto de éste. El hecho de gastar cientos o miles de millones de dólares para el Estado, en construir nuevas instalaciones, especialmente en un mercado donde las condiciones económicas, sociales, políticas y naturales; tanto coyunturales como históricas, han demostrado que las utilidades pueden verse disminuidas.

Obviamente, empresas hidroeléctricas de estas características, deben calcular meticulosamente estos factores, y cuidadosamente ponderarlas. Para resolver esto, comenzaremos por preguntarnos ¿Qué activos fijos se deben comprar?

La *asignación estratégica de activos*, palabra que se utilizará para describir esta herramienta, se desarrollara mediante el uso de los conceptos y condiciones estudiadas en los capítulos anteriores, tales como: el Valor Presente Neto,

Períodos de Recuperación, Rendimientos Contables Promedio, Tasa Interna de Rendimiento, Índice de Rentabilidad.

La estrategia de una compañía consiste en comprometer los recursos en un futuro deseado. Por el hecho de que no se puede asegurar qué pasará en el futuro, es relativamente fácil establecer una postura estratégica sin que se desmienta o se señale algún error.

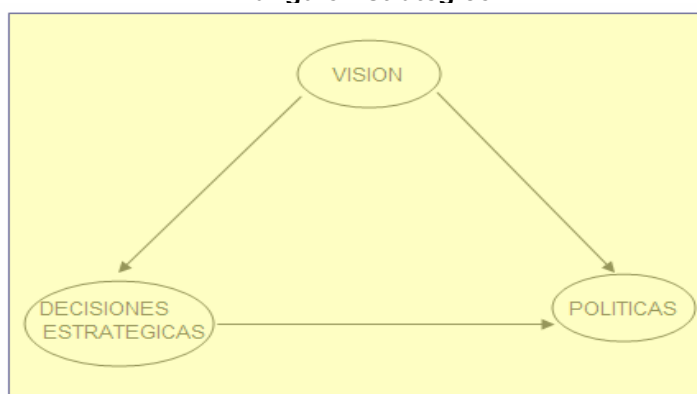
Para la construcción de una estrategia se toman tres elementos básicos:

- Un sentido de dirección para la empresa (VISION)
- Un compromiso de recursos (DECISIONES ESTRATEGICAS)
- Una serie de lineamientos coherentes (POLITICAS)

5.5.2 TRIANGULO ESTRATEGICO

El triángulo estratégico muestra que para crear las estrategias se debe conocer y establecer el camino que va a tomar la empresa, para implantar los compromisos a largo plazo que la acerquen a sus objetivos finales, una vez que se comprometen los recursos se procede a aplicar políticas y directrices que permitan constituir lineamientos coherentes entre la visión y las decisiones estratégicas. Finalmente se emplean técnicas de evaluación, para determinar cuan atractivos son esos proyectos de inversión.

Gráfico No. 59
Triángulo Estratégico



Fuente: KETELHOHN, MARÍN, MONTIEL EDUARDO LUIS, Inversiones, Análisis de Inversiones Estratégicas, Grupo Editorial Norma, Colombia, 2004

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Dentro del parámetro de la política, lo importante es la coherencia entre las operaciones y la estrategia, que no solo no deben contradecirse sino que deben complementarse y reforzarse mutuamente; es decir deben ser antagónicas.

Luego de conocer las cuestiones básicas para el desarrollo de una estrategia financiera, es momento de comenzar a diseñar una en base al modelo FRICTO, con énfasis en cada uno de sus componentes, para el caso que es objeto de estudio.

5.6 PLANTEAMIENTO DE ESTRATEGIAS FRICTO PARA EL SHN

5.6.1 LA ESTRATEGIA DE FLEXIBILIDAD

Las inversiones en el sector hidroeléctrico nacional en las últimas décadas no han representado porcentajes relevantes, esto ha llevado a que anualmente se presenten periodos de emergencia eléctrica, debido a la limitada producción de electricidad.

Por ejemplo, la inversión con la que se contó para la edificación de las represas de Paute y Agoyán fue de 1.200 millones de dólares. Antes de éstos, el proyecto público de mayor trascendencia fue, en 1977, la central hidroeléctrica Pisayambo (hoy Pucará).

Como se puede apreciar claramente las inversiones de capital en el sector han sido insignificantes, al contrario de las perdidas que se han ocasionado por las crisis eléctricas que por ejemplo en 1995 ascendieron a alrededor de USD 200 millones.

Este hecho es el que no ha permitido que las autoridades hagan inversiones para aumentar el capital en el presente para posteriormente ampliar las oportunidades y opciones de endeudamiento.

Por tal motivo se torna imperiosa la necesidad de construir una estrategia de flexibilidad para el sector hidroeléctrico, que proporcione opciones para aumentar el acervo de capital.

Se tomara como referencia para esta actividad las nociones de formulación de estrategias citadas anteriormente.

Como herramienta económica dentro de este aspecto podemos plantear el Modelo de Solow, el mismo que atribuye el crecimiento económico a la acumulación de capital, al crecimiento de la fuerza laboral y a los cambios tecnológicos. Este modelo muestra la relación entre el ahorro, la acumulación de capital y el crecimiento.

El acervo de capital acumulado (K) para este sector corresponde las estructuras tecnológicas, obras civiles, maquinaria especializada, etc. que existen en un momento dado, y que contribuyen al poder productivo y a un mayor desarrollo comercial de las empresas generadoras. El gasto de inversión (I) para este sector es el flujo de bienes y servicios para mantener o aumentar el acervo de capital de su economía en el periodo determinado. Cualquier variación en el acervo de capital (ΔK) es igual al flujo, que es la inversión (I), entonces resulta que:

$$\Delta K = I$$

Se debe considerar que una parte del capital se desgasta por acción del tiempo y el uso, en un proceso conocido como Depreciación (D); entonces se hace necesario replantear la formula anterior incluyéndole la participación de esta tercera variable, así tenemos:

$$\Delta K = I - D$$

Donde:

$I - D$, es llamada también Inversión Neta.

La base de este modelo es la función de producción; el producto (Q) como función del acervo de capital (K) del insumo laboral o fuerza de trabajo (L) y del nivel o estado de la tecnología (T).

$$Q = T \times f(K, L) \quad (g)$$

Derivando el esquema de Solow la función de producción de la ecuación (g), supone una forma particular de cambio tecnológico, donde se expone que el progreso o mejoras tecnológicas generan un crecimiento igual en los productos marginales del acervo de capital (K) y el trabajo (L), esto se debe a que en la formula anterior $f(K,L)$ representa una función de producción neoclásica normal.

La concreta especificación del modelo propuesto es que, si se realizan inversiones en tecnología de punta dentro de las empresas del sector, esto ayudará a incrementar los índices de cantidad y calidad de producción eléctrica y laboral, claro esto servirá siempre que se manejen de forma ética y correcta los recursos financieros.

En otras palabras el producto (Q) aumentaría si se aumenta la tecnología (ΔT) por una función de producción normal que depende del capital y trabajo más un incremento del capital consolidado en el aumento marginal de la producción y de igual forma un aumento del trabajo que producirá un incremento marginal de los niveles de participación laboral, entonces se tendrá la ecuación ampliada de incremento de la producción.

$$\Delta Q = \Delta T \times f(K,L) + PMK \times \Delta K + PML \times \Delta L$$

Realizando un poco de álgebra elemental se tendrá:

$$\Delta Q = \Delta T \times \frac{f(K,L)}{Q} + \frac{PMK}{Q} \times \Delta K + \frac{PML}{Q} \times \Delta L$$

Derivando esta ecuación se obtiene el llamado residuo de Solow:

$$\frac{\Delta T}{T} = \frac{\Delta\left(\frac{Q}{L}\right)}{\left(\frac{Q}{L}\right)} - S_k \left(\frac{\Delta K}{K} - \frac{\Delta L}{L} \right)$$

Se puede enunciar que si se desea realizar un aumento porcentual a la tecnología de este sector, este dependería de un crecimiento en un cambio proporcional entre la energía producida (Q) y la fuerza laboral (L) menos la

participación del ingreso del capital (S_K) junto con la participación del capital, por la variación proporcional de la relación capital / trabajo.

Se puede terminar, enunciando que para realizar una buena flexibilidad, se debería añadir tecnología hacia el capital y la fuerza laboral en el presente, para que en el futuro se pueda disponer de una posición más fuerte frente a los acreedores.

5.6.2 ESTRATEGIA DE RIESGO

Entre todas las decisiones que deben tomar en cuenta los directivos de una organización; el de la inversión es sin duda el más difícil e importante a la vez.

*“La dificultad de este tipo de decisión no reside en el problema de la previsión del rendimiento de la inversión condicionada a unas determinadas hipótesis. El verdadero problema está en estas mismas hipótesis y en sus consecuencias”.*⁶²

Se debe lograr establecer el mejor método para cuantificar de manera exacta el riesgo de una inversión específicamente para las inversiones en el sector hidroeléctrico, ya que hasta estos momentos los procedimientos usados no son los mejores ni tampoco los más fieles en cuanto a sus resultados.

En el sector de generación de hidroelectricidad en nuestro país, se vuelve coherente y necesario desarrollar una metodología acorde a las presentes realidades que faciliten el análisis de inversiones, ya que las empresas pueden actuar de varias formas, pero ninguna de ellas puede eliminar por completo el riesgo de las inversiones de capital fijo, lo máximo que se obtiene son decisiones en base a un *riesgo calculado*, a través de:

“a) Previsiones bien realizadas y realistas. Pero aún así, en el mejor de los casos, las estimaciones del futuro siguen siendo estimaciones, y el futuro sigue siendo futuro y por lo tanto, nunca estaremos seguros de que las previsiones son correctas. (Cuando hablamos de futuro, la única certeza es la incertidumbre).

⁶² David B. Hertz. <http://www.zonaeconomica.com/inversion/riesgo>

b) Selección de tasas de descuento más altas que incluyan la llamada prima de riesgo. Esto parece una buena elección, pero el problema sigue siendo que no se sabe cuál es el riesgo. Por lo tanto, al incrementar la tasa de descuento para incluir el riesgo, tampoco podemos estar seguros de que la tasa elegida es la correcta. Por otra parte, el hecho de que se aplique una tasa muy alta, no disminuye el riesgo de la inversión. Lo único que parece evidente, es que una elevada tasa de rendimiento, es más atractiva para cualquier inversor a la hora de asumir riesgos, porque cuanto mayor es el riesgo, mayor es la tasa requerida por los inversores⁶³. (Tasa de riesgo ajustada).

Según varios especialistas del ámbito financiero, consideran a algunos factores como determinantes dentro del análisis del riesgo de una inversión, estos están clasificados en tres categorías.

1. Tamaño del mercado

1.1 Valor esperado en unidades físicas de producto

1.2 Precios de venta

1.3 Tasa de crecimiento del mercado

1.4 Participación en el mercado

2. Coste de la inversión

2.1 Inversión total

2.2 Vida útil (horizonte temporal)

2.3 Valor residual

3. Costes de explotación

3.1 Coste variable unitario

3.2 Costes fijos

El estudio de estos factores se le conoce como “análisis de sensibilidad”.

⁶³ <http://www.zonaeconomica.com/inversion/riesgo>

Para estudiar las inversiones en base a un análisis de sensibilidad, se procede de la siguiente manera:

En primer lugar se establecen ciertas variables elementales a ser incluidas en el modelo, esto se lo puede llevar a cabo en base a una descomposición de las llamadas variables principales. Por ejemplo: unidades vendidas, precios, costos fijos y variables, etc.

En cuanto a lo referente al estudio del factor *Riesgo* en sí, los especialistas del campo han sabido dividir esta condición en dos estructuras: riesgo económico y riesgo financiero, en relación al primero se puede decir que este tiene que ver con las condiciones propias del mercado y de las operaciones efectuadas por las empresas hidroeléctricas. El riesgo económico, se expresa en función de la movilidad de los beneficios obtenidos por realizar la actividad empresarial, o también en los réditos específicos que son resultado de la inversión concreta. Conocedores de que el objetivo primordial de las inversiones en el Sector Hidroeléctrico es el de generar ganancias para los inversionistas participantes en la actividad y que han colocado su dinero para la consecución de las obras de generación concretas, esos organismo o corporaciones invierten su dinero con la esperanza de obtener en un futuro las ganancias correspondientes en relación al porcentaje invertido. Se tiene que establecer claramente cuales son los factores que intervienen directamente en el riesgo económico:

- *Producto que se comercializa.*- El riesgo se considera alto o bajo, en función de la sensibilidad de la demanda, esta en el SHN es altamente sensible, por los requerimientos poblacionales e incremento de sistemas mecánicos e industriales, en resumen por la modernización de las urbes, que da como resultado un aumento de la demanda y mejoras de distribución.
- *Estructura de costos.*- Cuanto mayor sean los costos fijos, mayor será el riesgo económico, puesto que a corto plazo sólo los costes variables son adaptables al nivel de producción o venta y por lo tanto, las empresas con costes fijos altos tienen poca flexibilidad de adaptación a la demanda a la baja y por lo tanto, mayor riesgo.

- *Número de clientes y proveedores.*- Si la empresa se ve en desventaja en cuanto a sus proveedores y clientes se la considera como predestinada a un riesgo mayor, que las que poseen fuentes de suministros más diversificadas. La incertidumbre en los suministros de materia prima necesaria para la normal producción de hidroelectricidad constituyen un elemento de riesgo.
- *Distribución del producto.*- En el caso del SHN, la comercialización corre por parte de las empresas distribuidoras que forman el Sistema Nacional Interconectado, que son las obligadas a proporcionar las facilidades y medios para vender la electricidad, y ponerla a disposición del consumidor final. Hay que tomar en cuenta que los costos de comercialización y distribución son factores de riesgo para las empresas.
- *Condiciones comerciales.*- Estabilidad o inestabilidad de los precios de venta, plazos de créditos a clientes, nivel de impagados, plazo de crédito a obtener de los proveedores, etc. Son factores que influyen directamente en el cálculo del riesgo económico de las inversiones. Los índices de endeudamiento y rentabilidad que muestran las empresas en los indicadores de gestión financiera son preocupantes.

El riesgo financiero se debe a la forma en que la empresa financia sus inversiones y en concreto a la cantidad de recursos ajenos que utiliza para financiar la inversión, coste y plazo de devolución de los mismos. Ante dos empresas iguales (menos en la estructura financiera) se admite que incorpora un mayor riesgo aquella que tiene más deuda (en proporción a los recursos propios), o a igualdad de endeudamiento, aquella que tiene un vencimiento a más corto plazo. (Calidad del endeudamiento). En el caso de los proyectos hidroeléctricos emprendidos por las empresas generadoras la mayor parte de los recursos económicos provienen de organismos internacionales tales como: Banco de Desarrollo del Brasil (BNDES), El Estado Ecuatoriano, Fondo de Solidaridad, Gobiernos Provinciales, y auto financiamiento.

*“Un proyecto de inversión mal financiado, lleva desde su nacimiento una causa de crisis, que puede aflorar en el momento menos oportuno”.*⁶⁴

El análisis de inversiones intenta dar respuesta a dos interrogantes fundamentales:

- a) Dado un proyecto de inversión, decidir si resulta conveniente o no, emprenderlo.
- b) De entre dos o más proyectos de inversión, todos ellos aconsejables, determinar la preferencia de los mismos desde un punto de vista financiero.

Estos cuestionamientos hallan sus respuestas luego de efectuar algunos procesos financieros para valorar las inversiones, actividad que se efectuó en el capítulo anterior.

5.6.3 ESTRATEGIA DE BENEFICIO

Los proyectos de mejora de resultados de muchas empresas del sector eléctrico tienen la misma repercusión sobre los resultados financieros. Aunque algunas empresas mejoran constantemente los resultados susceptibles de medición, en muchas otras los directivos siguen en la búsqueda vehemente de actividades que suenan bien, que tienen buena pinta, y que permiten que los directivos se sientan bien, pero que, en realidad contribuyen poco, o nada a la cuenta de resultados.

Estas actividades que se engloban bajo el rotulo de “calidad total” o “mejora continua” suelen proponer una filosofía o estilo empresarial basados por ejemplo en la colaboración interdepartamental, en la concesión de autonomía a los directivos medios o en la participación de los empleados.

Algunas centran su atención en la medición de los resultados, como por ejemplo, la medición comparativa respecto a los competidores, la evaluación de la satisfacción de los clientes o controles estadísticos de procesos. Otras actividades pretenden incluso formar a los empleados en materia de resolución de problemas u otras técnicas. Estas como muchas empresas introducen esos programas en la

⁶⁴ <http://www.zonaeconomica.com/inversion/riesgo>

errónea suposición de que, si llevan a cabo una cantidad suficiente de actividades de mejoras “correctas”, inevitablemente se materializaran mejoras en los resultados reales.

En la esencia de estos procesos que se llamará “centradas en las actividades”, hay un razonamiento que confunde fines con medios, procesos con resultados. Este razonamiento se basa en la creencia que, cuando los directivos comparen sus resultados con los de la competencia, evalúen las expectativas de los clientes y proporcionen formación a los empleados sobre la resolución de problemas.

Sin embargo los expertos de la sede central de las organizaciones y los asesores dicen a los directivos que no necesitan centrar directamente su atención en la mejora de los resultados, porque al final los resultados llegan solos.

Teniendo en cuenta que los programas centrados en las actividades generan rendimientos de inversión insignificantes, ¿por qué tantas empresas siguen invirtiendo en ellos dinero y energía? El motivo es el mismo que movió a los antiguos directivos a invertir en presupuestos de base cero, en la teoría Z y en círculos de calidad. Cuando los directivos llevan varios años sin poder mantener un progreso significativo; tratan de aferrarse a cualquier método presuntamente útil. Por otra parte, el hecho de que cientos de asociaciones, colegios profesionales y empresas de consultoría promuevan proyectos centrados en las actividades les una mayor popularidad y legitimidad. Como resultado muchos directivos han llegado a la conclusión de que todas estas actividades acabarán por dar resultados algún día, y de que no existe otra solución viable.

Se está equivocado si uno piensa en las dos cosas. En el mejor de los casos, los resultados de la introducción de estas actividades serán escasos. “Por otra parte se plantea otra alternativa más sencilla y simple: los *proyectos de mejora orientados a los resultados*, que centran su atención en conseguir mejoras operativas concretas y susceptibles de medición en el plazo de unos pocos meses. Esto se traduce en mejores rendimientos, incremento de beneficios, plazos de entrega más breves, mayor rotación de existencias, mejora en la satisfacción de clientes, y reducción del tiempo medio de desarrollo de de nuevos

servicios. Al seguir esta política que impulsa la mejora de los resultados, la empresa únicamente introducirá las innovaciones de gestión y de procesos empresariales que contribuyan a la consecución de objetivos concretos”.⁶⁵

La propuesta de esta estrategia establece direccionar a las empresas del sector hidroeléctrico a programas orientados a los resultados en lugar de los tradicionales y poco efectivos programas centrados en las actividades.

Los puntos clave para llevar a cabo una estrategia de beneficio basada en los resultados, contempla los siguientes aspectos.

1. Existen objetivos de mejora de los resultados a corto plazo susceptibles de medición, aun cuando se trate de un proyecto continuo y a largo plazo. En el capítulo anterior se notó esta característica y se puso en evidencia la capacidad de analizar los resultados de la gestión financiera en los periodos establecidos y medir su incidencia en los resultados globales., además de las posibilidades de predecir futuras fluctuaciones.
2. Los altos directores de las empresas hidroeléctricas deben adoptar medidas de actuación, porque esto evidentemente conduce a una mejora sustancial de los resultados concretos y específicos. Interactuar con los diferentes sectores que forman parte de la organización constituye el inicio de la puesta en marcha de las soluciones a problemas suscitados.
3. La actitud de la impaciencia. La mentalidad de las empresas basadas en el modelo de las actividades es: se debe tener paciencia y fortaleza, la típica actuación de las organizaciones es el decir “no esperemos obtener resultados este año ni el año que viene. Se trata de un proceso a largo plazo”. Esta actitud es el inicio de una tendencia minimizadora de las actividades con el fin de alcanzar los beneficios financieros planteados. Como formula para mejorar este aspecto se propone una estrategia enfocada a ver resultados inmediatos, aunque el proceso de cambio sea un compromiso a largo plazo. Mediante la construcción y aplicación de un sistema de indicadores de gestión financiera, tal como lo planteado en el

⁶⁵ HARVARD BUSINESS REVIEW. Gestión del Cambio, Ediciones Deusto, Editorial Planeta Colombiana. S.A Bogota. 2000.

capítulo IV, se puede controlar las cifras de costos de producción, si una empresa no es capaz de eliminar al menos la mitad de la desventaja en costos durante un determinado tiempo se planteará el cierre de la empresa.

4. En el programa centrado en actividades, las empresas y consultores externos adoctrinan a todos sus empleados en la filosofía y vocabulario del programa. Se formula como estrategia para remediar esta situación que tanto altos ejecutivos como consultores ayuden a los directivos a conseguir resultados. En el Sector Hidroeléctrico Nacional, se puede hacer que tanto empleados piensen en resultados prontos y óptimos en conjunto, y den apertura a nuevas propuestas en función del incremento de beneficios.
5. La actuación de empresas enfocadas al modelo tradicional es que: los altos ejecutivos encargados de plantear y formular directrices para alcanzar los objetivos planteados urgen a los directivos y empleados a tener fe en las propuestas y los exhortan a brindar su incondicional apoyo. Como contraparte se propone la estrategia de beneficio enfocada a alentar a los directivos y empleados que comprueben por sí mismos que las propuestas inicialmente planteadas ofrecen resultados alentadores. Para esto pueden recurrir a un sistema de control periódico de la gestión sea esta financiera o de cualquier tipo.
6. El proceso basado en las actividades exige que la dirección efectúe cuantiosas inversiones de antemano antes de que se hayan demostrado los resultados. “La estrategia orientada a resultados, que se plantea en esta sección indica que se necesita una inversión relativamente pequeña, para poner en marcha el proceso; el convencimiento aumenta a medida que se materializan los resultados”⁶⁶, además de promover el análisis y estudio de inversiones mediante herramientas financieras aplicadas conscientemente.

⁶⁶ HARVARD BUSINESS REVIEW. Gestión del Cambio, Ediciones Deusto, Editorial Planeta Colombiana. S.A Bogotá. 2000.

5.6.4 ESTRATEGIA DE COYUNTURA

Corresponden a esta estrategia, las situaciones externas que pueden afectar el proceso de toma de decisiones de las empresas.

Prácticamente no se puede establecer una herramienta concreta para plantear esta estrategia ya que los aspectos que intervienen son de carácter inestable y estocástico, estos son aspectos; algunos de ellos predecibles y controlables y otros totalmente inesperados o fortuitos.

Para el caso del Sector Hidroeléctrico Nacional, las decisiones claramente tienen un alto grado de intervención gubernamental, esto a su vez implica indudablemente diversos y marcados intereses políticos que de una u otra forma marcan diversa tendencias de control al interior de las empresas.

Las cifras o indicadores de la economía ecuatoriana igualmente repercuten en grado sumo en las actividades financieras del sector de generación de hidroelectricidad. Por ejemplo tenemos el aspecto de la facilidad de que empresas internacionales inviertan o hagan negocios en el país, para hacer referencia solamente en la región latina el Ecuador muestra las siguientes cifras:

Cuadro No.30
Facilidad de hacer Negocios

PAIS	RANKING				
	Facilidad de Negocios	Apertura de un negocio	Contrato de Trabajadores	Obtención de Crédito	Protección de Inversores
Singapur	1	11	3	7	2
Nueva Zalandia	2	3	10	3	1
Estados Unidos	3	3	1	7	5
Chile	28	32	58	33	19
Colombia	79	90	77	83	33
Argentina	101	125	138	48	99
Costa Rica	105	99	65	33	156
Brasil	121	115	99	83	60
Ecuador	123	139	161	65	135

Fuente: Banco Mundial, Revista Gestión # 151, Enero 2007

Elaboración: Alex Eduardo/Gustavo Zambrano

Si bien Ecuador tiene reglas de juego poco claras, no todo es malo, también cuenta con factores en los que su desempeño esta entre los mejores de la región. Es tarea de las empresas interesadas el recurrir a todos los medios

para mejorar las condiciones de participación de inversiones, es importante que se establezcan alianzas estratégicas con el fin de captar capitales para mejorar la tecnología y los recursos en las empresas y de esta forma incrementar la calidad y cantidad de la energía puesta a disposición de los consumidores finales.

Otro aspecto que se debe considerar, es la evolución del crecimiento de las tasas del PIB. Durante el período 2000 al 2005, creció en un promedio del 4,8 por ciento, siendo el índice más alto registrado desde 1980. Durante el año 2000 su PIB era del 2,8 por ciento; y al 2005 su tasa creció al 4,7 por ciento, siendo su tasa más alta en el año 2004 del 7,9%.

La evolución de la inflación ha decrecido a lo largo de este período, desde el 96,1 por ciento, hasta llegar al 2,1 por ciento al 2005; así mismo las exportaciones FOB han aumentado desde 4.926 millones de dólares en el año 2000, hasta llegar a 10.100 millones de dólares en el año 2005.

Estos datos, son un claro referente del progreso económico y de las ventajas que puede tener el sector hidroeléctrico, siempre y cuando se aplique un modelo como el citado en este capítulo, con disciplina y orden.

Cada día es muy variable y aleatorio, por lo que es muy difícil predecir y establecer herramientas, como ejemplo daños ambientales y exabruptos políticos, que impidan un desarrollo sustentable y equilibrado, inseguridades jurídicas, que permitan crear estrategias coyunturales, que pueda combatir las inexactitudes así como también se puedan presentar para un crecimiento y desarrollo del sector hidroeléctrico.

5.6.5 ESTRATEGIA DE CONTROL.

Para realizar esta estrategia, se utilizará el Desarrollo Organizacional.

5.6.5.1 Desarrollo Organizacional

Vivimos en un mundo de cambio rápido y acelerado que tiene lugar en muchas áreas, incluyendo los aspectos político, científico, tecnológico y de comunicaciones, así como en las mismas organizaciones. También vivimos en un mundo en el que las

organizaciones desarrollan un papel fundamental. Nacemos, vivimos, somos educados y trabajamos en las organizaciones. Cada uno de nosotros está involucrado en un sinnúmero de diferentes organizaciones sin importar lo que hagamos, sea trabajar en ellas o dependiendo de ellas indirectamente. Así, la sociedad de organizaciones nos pertenece y, por ende, el efecto en la cultura y el cambio en ellas es crucial.

Muchas organizaciones modernas han desarrollado la habilidad para integrar el cambio tecnológico y de información. Sin embargo, la habilidad de muchas organizaciones para acomodar, modificar y adaptarse al cambio social y cultural se ha retrasado debido a su mala adaptación para integrar el cambio tecnológico. En realidad, así como sucedió con el uso de la computadora, en ocasiones el retraso cultural evita el uso idóneo de la nueva tecnología. En el gráfico No. 60 se esquematiza lo anterior, considerando que existen dos tipos de fuerzas que actúan en cualquier proceso de cambio; es decir que *impulsan al cambio*.

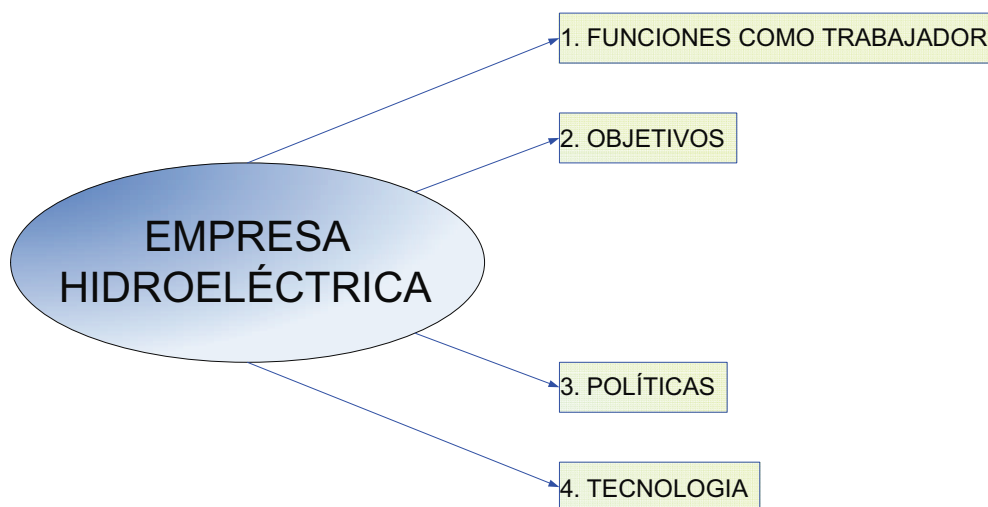
- Fuerzas externas, y
- Fuerzas internas.

Gráfico No. 60
Fuerzas Externas Del Cambio



Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Gráfico No. 61
Fuerzas Internas Del Cambio



Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Son muchos los factores que afectan a una organización, por lo cual la mayoría de ellas cambian constantemente. Como mencionaban algunos expertos financieros, "el mercado financiero mundial es un casino". Constantemente cambia y es imposible predecir qué puede presentarse el día de mañana.

Como se muestra en las figuras, las fuerzas que allí se presentan originan el cambio tanto dentro como fuera de la organización. Esta situación se podría comparar con nosotros mismos como seres humanos. Todos respondemos a estímulos externos que "infestan" el ambiente, tales como las inclemencias del tiempo, el programa de actividades que se debe cubrir en el día, etcétera. Asimismo, también se debe responder a estímulos internos, tales como según Maslow- la satisfacción de las necesidades fisiológicas y de seguridad, independientemente de las necesidades de orden superior: pertenencia, reconocimiento y autorrealización.

Definitivamente no se puede generalizar, pero las **fuerzas externas** tienen un gran efecto sobre el proceso de cambio de las organizaciones. Una particularidad de ellas es que la organización tiene poco o nulo control sobre ellas. Sin embargo, una organización debe depender e interactuar con su entorno si quiere sobrevivir.

Los recursos físicos, financieros y humanos de la organización se obtienen del exterior, y los clientes de los productos y servicios de la organización también provienen de allá. Por ende, todo lo que interfiera o modifique ese entorno puede afectar las operaciones de la organización y causar presión para el cambio.

¿Qué sucede con las **fuerzas internas**? Las fuerzas internas resultan de factores tales como los cambios en los objetivos de la organización, en las políticas administrativas, en las tecnologías y en las aptitudes de los empleados. Cuando de la alta gerencia se deriva alguna decisión que modifica algún plan preconcebido, ello modifica los demás departamentos de la organización

Se puede decir que el desarrollo organizacional es una mezcla de ciencia y arte, lo cual lo convierte en una disciplina apasionante. Es a la vez un área de acción social y un área de investigación científica. A la par del estudio del desarrollo organizacional, se estudia un amplio rango de tópicos que incluyen los efectos del cambio, los métodos del cambio organizacional y los factores que tienen influencia sobre el éxito del desarrollo organizacional.

5.6.5.2 Términos básicos en el Desarrollo Organizacional

Intervenciones. Herramientas o medios de los que se vale el Desarrollo Organizacional para llevar a cabo el cambio planeado.

Consultor. Responsable, junto con la alta dirección, de llevar a cabo el programa de Desarrollo Organizacional, coordina y estimula el proceso. También se le conoce como agente de cambio o facilitador.

El consultor puede ser interno o externo a la organización.

Sistema. Conjunto de elementos que están interrelacionados entre sí y que actúan armónicamente.

En las organizaciones, cada área funcional o departamento, e incluso cada ocupante de un puesto, tiene una función definida claramente. ¿Qué sucede si el departamento

de recursos humanos no realiza adecuadamente la función de selección de personal? Seguramente, la organización tendrá problemas de ineficiencia, rotación de personal o despidos en un corto plazo.

Catarsis. Reacción que provoca el cambio que se lleva a cabo en la organización. Se puede entender como "reacción para cambiar" ante ciertas circunstancias.

Conflicto proactivo. Situación que puede ser provocada por el consultor que tiene como finalidad arrojar resultados positivos para la organización (es decir, proporcionar un enfoque funcional a la organización).

Cambio. Palabra clave en el desarrollo organizacional. Considera redefinir creencias, actitudes, valores, estrategias y prácticas para que la organización pueda adaptarse mejor a los cambios imperantes en el medio.

Teoría del caos. Novel ciencia que comenta que las situaciones aleatorias (al azar) y el desorden se presentan dentro de patrones o parámetros más grandes de orden.

Esto es, vivimos en un mundo complejo, pleno de aleatoriedad e incertidumbre. A los administradores ya no les resulta fácil poder planear, pues las condiciones del entorno son altamente cambiantes. Sin embargo, existen leyes de la naturaleza que no pueden cambiar y siguen un orden claramente establecido.

En una organización cada departamento puede llevar a cabo cambios o enfrentar situaciones no previstas, pero siempre se regirán por elementos rectores de la empresa tales como misión, visión o políticas; pero *¿Por qué apoyarse en el Desarrollo Organizacional?*

Entre otras razones, existen las siguientes:

1. El Desarrollo Organizacional ayuda a los administradores y al personal *staff* de la organización a realizar sus actividades más eficazmente.
2. El Desarrollo Organizacional provee las herramientas para ayudar a los administradores a establecer relaciones interpersonales más efectivas,

3. Muestra al personal cómo trabajar efectivamente con otros en el diagnóstico de problemas complejos para buscar soluciones apropiadas,
4. ¡*Importante!* El Desarrollo Organizacional ayuda a las organizaciones a sobrevivir en un mundo de rápidos cambios como los que se presentan en las siguientes áreas:

Explosión de conocimientos: Cada día que pasa se añaden más conocimientos a nuestro acervo. Por lo tanto, algún conocimiento anterior se modifica y muchas veces se vuelve obsoleto. Alvin Toffler comenta en su ya clásica obra *La tercera ola* que si a cualquier profesional que se haya graduado hace 30 años se le realizara un examen, con seguridad lo reprobaría, pues tal vez sólo 30% de los conocimientos aprendidos siguen vigentes.

Rápida obsolescencia de los productos: Así como el nuevo conocimiento se va adquiriendo, los productos también llegan rápidamente a un nivel de obsolescencia.

Citemos como ejemplo el caso de los teléfonos celulares, los cuales en sus inicios eran de gran tamaño y peso, y que típicamente unos cuantos "pioneros" los utilizaban. En la actualidad dichos aparatos son cada vez más pequeños y ligeros, a la vez que cada vez más personas los emplean y más compañías ofrecen sus servicios en ese campo.

Composición cambiante de la fuerza de trabajo: La nueva fuerza laboral tiene un nivel de conocimientos y escolaridad cada vez mayor. En 1900, cuando Taylor trabajó en la administración científica, la mayoría de los empleados eran inmigrantes analfabetos acostumbrados a recibir órdenes y acatarlas literalmente.

Hoy en día, la mayoría de la población acude a las escuelas e incluso a las universidades y, por ende, se prepara mejor para efectuar su trabajo. Otro factor importante es el hecho de que la fuerza de trabajo es más joven y con deseos de innovación.

Anteriormente la fuerza de trabajo se componía de obreros y trabajadores semiespecializados, pero hoy se conforma con empleados administrativos,

profesionales de ventas, etcétera, lo cual indica que existe una creciente tendencia hacia la especialización, no impidiendo que también existan trabajadores "multihabilidades", los cuales conocen diferentes funciones y áreas que les permite realizar una exitosa carrera en las organizaciones donde se desenvuelven.

Un ejemplo de ello fue la creación de las llamadas "células de producción", las cuales permiten a quienes las integran responsabilizarse de una unidad completa de trabajo, propiciando que sean altamente responsables.

Creciente internacionalización de los negocios: Esto sucede en el momento en que las organizaciones llegan a una etapa de desarrollo tal que necesitan ampliar sus mercados y actividades.

Como se comentó anteriormente, el Desarrollo Organizacional es una respuesta al cambio, una compleja estrategia educativa cuya finalidad es cambiar las creencias, actitudes, valores y estructura de las organizaciones de tal forma que éstas puedan adaptarse mejor a nuevas tecnologías, mercados y retos, es decir, que sean capaces de adaptarse al cambio mismo.

5.6.5.3 Características del Desarrollo Organizacional

El Desarrollo Organizacional tiene ciertas características importantes:

1. Es una estrategia educativa planeada.
2. El cambio está ligado a las exigencias que la organización desea satisfacer, como:
 - a) Problemas de destino. ¿A dónde desea ir la organización
 - b) Problemas de crecimiento, identidad y revitalización.
 - c) Problemas de eficiencia organizacional.
3. Hace hincapié en el comportamiento humano.
4. Los agentes de cambio o consultores son externos, aunque ya implantado el programa, pueda ser personal de la organización.
5. Implica una relación cooperativa entre el agente de cambio y la organización.
6. Los agentes de cambio comparten un conjunto de metas normativas:
 - a) Mejoramiento de la capacidad interpersonal
 - b) Transferencia de valores humanos

- c) Comprensión entre grupos.
- d) Administración por equipos.
- e) Mejores métodos para la solución de conflictos

Por lo tanto, según Keith Davis, en su libro *Comportamiento humano en el trabajo*, se puede decir que el Desarrollo Organizacional **tiene una orientación sistémica**, en cuanto a que se requiere que una organización trabaje armónicamente, dado que sus partes están interrelacionadas entre sí.

Además, **posee valores humanísticos**, los cuales son supuestos positivos de las personas en cuanto a su potencial y deseo de crecimiento.

Se utiliza además un **agente de cambio**, el cual es copartícipe, junto con la dirección de la empresa, en el éxito del programa de desarrollo organizacional.

Por otro lado, el Desarrollo Organizacional se concentra en la solución de problemas, se capacita a los participantes para que identifiquen y solucionen problemas, en lugar de que sólo los analicen teóricamente.

Por último, el Desarrollo Organizacional depende en gran medida de la **realimentación** que reciban los participantes para ayudarles a sustentar sus decisiones.

Es indudable que el Desarrollo Organizacional no puede establecer "recetas de cocina" para la solución de problemas o para diseñar el proceso del programa, por lo cual se adopta un enfoque de contingencias o situacional.

Cierto es también que el Desarrollo Organizacional debe hacer hincapié en el aprendizaje vital, en el sentido de que los participantes aprenden mediante su experiencia laboral los tipos de problemas humanos a los que se enfrentarán en el trabajo, para luego analizar y discutir sus propias y más cercanas experiencias y aprender de ellas.

Por último, el Desarrollo Organizacional considera intervenciones en nuevos niveles, lo cual significa que la meta general del Desarrollo Organizacional es construir empresas más eficientes que sigan aprendiendo, adaptándose y mejorando. Este objetivo se logra cuando se reconoce que pueden surgir problemas en el nivel individual, interpersonal, de grupo, entre grupos o incluso de toda la organización. Ante ello, se debe preparar una estrategia global del Desarrollo Organizacional con una o más intervenciones, que son actividades estructuradas tendientes a ayudar a los individuos o grupos a mejorar la eficiencia de su trabajo, de lo cual se derivan ciertos postulados conocidos como principios de la filosofía del desarrollo organizacional.

Para comprender mejor los fundamentos que persigue esta disciplina, a continuación se exponen los llamados "principios de la filosofía del Desarrollo Organizacional ", con la finalidad de que sirvan como base para comprender los capítulos posteriores.

Cuadro No.31

Principio de la filosofía del Desarrollo organizacional (D. O.)

VALOR TRADICIONAL	VALOR DEL DESARROLLO ORGANIZACIONAL
⊗ Hombre básicamente malo	⊗ Hombre esencialmente bueno
⊗ Evaluación negativa de las personas	⊗ Concepto de los individuos como seres humanos
⊗ El hombre no puede cambiar	⊗ Los seres humanos pueden cambiar y desarrollarse
⊗ Resistencia y temor a las diferencias individuales	⊗ Aprovechamiento de las diferencias individuales
⊗ Uso de la posición para fines de poder y prestigio	⊗ Uso de la posición para fines de la organización
⊗ Desconfianza básica en las personas	⊗ Confianza básica en las personas
⊗ Evasión a enfrentar riesgos	⊗ Disposición para aceptar riesgos
⊗ Hincapié fundamental en la competencia	⊗ Hincapié primordial en la colaboración
⊗ Concepto del individuo en relación con su descripción de puestos	⊗ Concepto del individuo como una persona completa
⊗ Participar en la conducta de juegos	⊗ Utilizar una conducta auténtica

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Estos principios consideran el enfoque que anteriormente McGregor presentó como teoría "X y Y", orientándose el DESARROLLO ORGANIZACIONAL. Hacia la teoría "Y", pero también tomando ingredientes de la teoría "Z" de William Ouchi.

Es importante dejar bien el claro que el Desarrollo Organizacional se apoya en otras disciplinas, como la sociología, la administración, la psicología, la historia y los recursos humanos.

De acuerdo con lo expuesto se puede afirmar que el Desarrollo Organizacional existirá siempre y cuando se base en la apertura que la dirección general manifieste para que se presenten situaciones que propicien ese cambio que nuestros países reclaman.

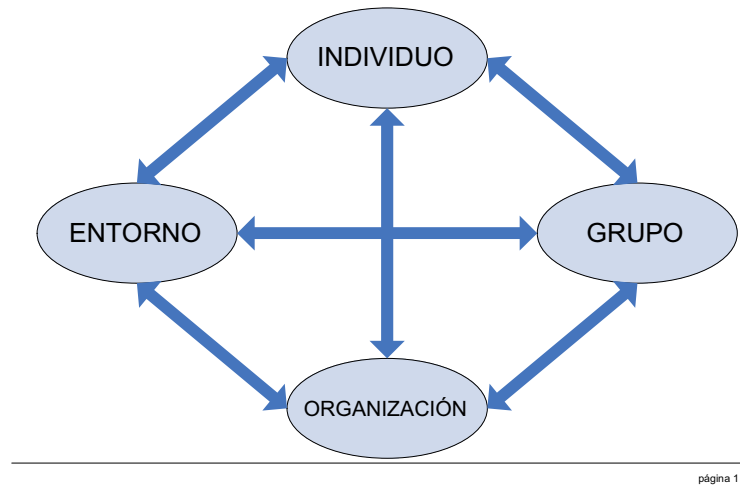
Ahora bien, ¿cómo pueden la pequeña y mediana empresa latinoamericana ocuparse del cambio? Según el Lic. Roberto Sánchez de la Vara, quien se desempeña como director general de Hierro prensado y comercial mexicana de láminas, S.A., es necesario comprender que "elevar la productividad y mejorar la competitividad son dos aspectos en los que toda empresa está empeñada hoy en día. Sin embargo, para el gran núcleo de pequeñas y medianas empresas, estas dos condiciones toman un matiz de sobrevivencia". Vale la pena preguntarse si realmente ese grupo de empresarios está consciente de los cambios que deben llevar a cabo para elevar la productividad y, en consecuencia, considerar a las suyas como empresas competitivas.

Se pueden citar seis obstáculos a los que se enfrentan los hombres de negocios en la pequeña y mediana empresa:

1. Escasez de capital de trabajo para la compra de maquinaria y equipo que les permita llegar a niveles de productividad comparables con los de otras empresas.

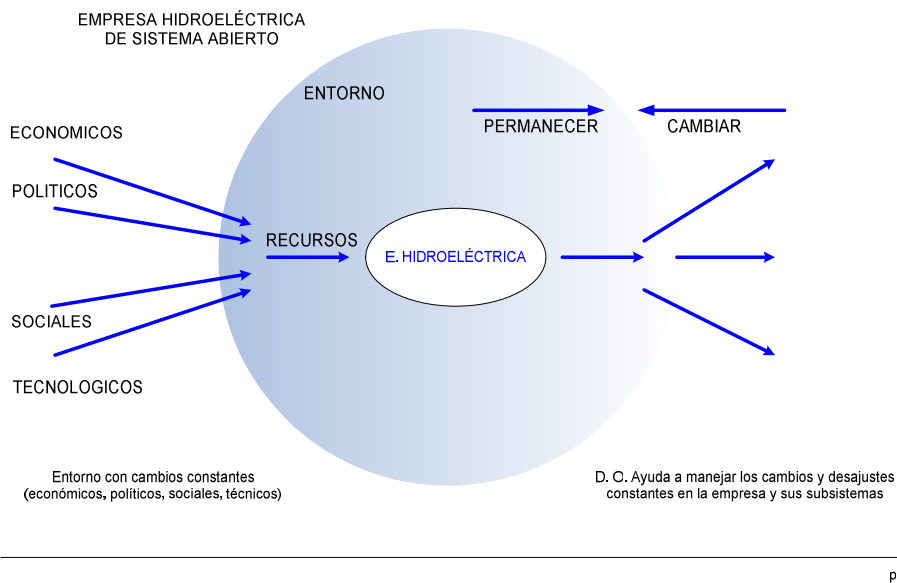
En el gráfico siguiente se denota la *Organización Ideal*; es decir aquella que logra un mejor ajuste entre cada una de sus fases; en este caso se compone de cuatro fases y seis interfases.

Gráfico No. 62
Fases e Interfases del Desarrollo Organizacional



Fuente: GUIZAR Montufar, Rafael; *Desarrollo Organizacional*; segunda edición; McGraw-Hill Interamericana; México D.F. 2004
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Gráfico No. 63
Necesidades del Desarrollo Organizacional para el S.H.N



Fuente: GUIZAR Montufar, Rafael; *Desarrollo Organizacional*; segunda edición; McGraw-Hill Interamericana; México D.F. 2004
Elaborado: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

2. Carencia de medios de producción e insumos indispensables para la continuidad de la producción.
3. Poco apoyo para la aplicación de elementos científicos y tecnológicos y desconocimiento acerca de cómo acudir a los organismos privados o públicos

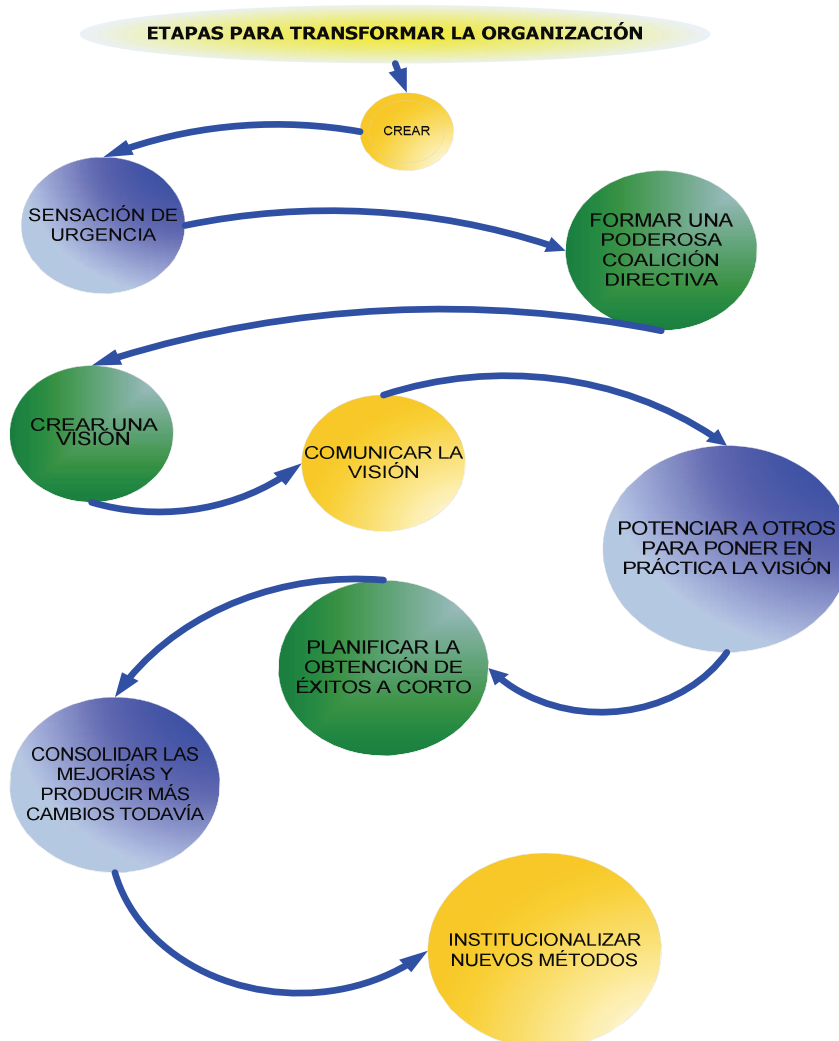
que puedan proporcionárseles.

4. Deficiente preparación de los cuadros técnicos.
5. Falta de asesoría técnica que difunda los elementos y adelantos susceptibles de ser incorporados al proceso de producción.
6. Resistencia al cambio. Muchas veces de parte de la alta dirección de la empresa. Resolver este obstáculo depende más que nada de un cambio de actitud hacia la modernidad. En esta área es donde los organismos públicos, privados, académicos y educativos tienen una misión importante que llevar a cabo en el proceso del cambio planeado.

Actualmente muchas de estas empresas trabajan por abajo de su capacidad instalada.

Gráfico No. 64

Etapas para transformar la Organización



Fuente: Harvard Business Review; Gestión del Cambio
Elaborado: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Crear una sensación de urgencia

Examinar la realidad del mercado y de la competencia.

Identificar y debatir las crisis, las crisis potenciales o las principales oportunidades.

Formar una poderosa coalición directiva

Organizar un grupo con poder suficiente para encabezar los esfuerzos de cambio.

Animar al grupo a que trabaje como conjuntado equipo.

Crear una visión

Crear una visión que ayude a dirigir los esfuerzos de cambio.

Desarrollar estrategias para alcanzar esta visión.

Comunicar la visión

Usar todo vehículo posible para comunicar esta nueva visión y las estrategias.

Enseñar nuevos comportamientos con el ejemplo de la coalición

Potenciar a otros para poner en práctica la visión

Deshacerse de los obstáculos para el cambio.

Cambiar los sistemas o estructuras que dificulten seriamente la visión.

Promover la asunción de riesgos y de las ideas, actividades y acciones no tradicionales.

Planificar la obtención de éxitos a corto plazo

Planificar mejoras visibles de los resultados.

Obtener dichas mejoras.

Reconocer y retribuir a los empleados involucrados en las mejorías.

Consolidar las mejorías y producir más cambios todavía

Aprovechar el aumento de la credibilidad para cambiar los sistemas.

Estructuras y políticas que no se ajustan a la visión contratar, ascender y formar empleados que puedan poner en práctica esta visión.

Reforzar el proceso con nuevos proyectos, temas y agentes de cambio.

Institucionalizar nuevos métodos

Articular las conexiones entre los nuevos comportamientos y los éxitos de la empresa.

Desarrollar los medios para asegurar el desarrollo de liderazgo y su sucesión.

¡Estos son factores clave para el cambio de actividades!

1. Palabras corteses en lugar de ásperas réplicas.
2. Sonrisas en lugar de miradas inexpresivas.
3. Entusiasmo en lugar de languidez.
4. Reacción en lugar de indiferencia.
5. Comprensión en lugar de mentes cerradas.
6. Afabilidad en lugar de frialdad.
7. Atención en lugar de "dejar pasar".
8. Paciencia en lugar de irritación.
9. Sinceridad, no simulación.
10. Consideración en lugar de mortificación.
11. Recordar a las personas en lugar de olvidarlas.

Es importante destacar que en este texto se adoptará el enfoque del cambio planeado, el cual es iniciado e implantado frecuentemente por los administradores con la ayuda -la mayoría de las ocasiones- de un agente de cambio, es decir, un consultor en el Desarrollo Organizacional, el cual puede pertenecer a la empresa o ser ajeno a ella.

Las organizaciones pueden emplear el cambio planeado por tres motivos:

- Para resolver problemas actuales
- Para aprender de la experiencia y adaptarse a los cambios
- Para impulsar futuros cambios

La teoría del cambio planeado describe las diferentes etapas por las cuales el cambio planeado es introducido en las organizaciones y explica el proceso temporal de

aplicación de métodos del Desarrollo Organizacional para ayudar a los miembros de la organización a administrar el cambio.

5.6.5.4 El modelo de cambio de Kurt Lewin:

Lewin define el cambio como una modificación de las fuerzas que mantienen el comportamiento de un sistema estable. Por ello, siempre dicho comportamiento es producto de dos tipos de fuerzas: las que ayudan a que se efectúe el cambio (fuerzas impulsoras) y las que se resisten a que el cambio se produzca (fuerzas restrictivas), que desean mantener el *statu quo*.

Cuando ambas fuerzas están equilibradas, los niveles actuales de comportamiento se mantienen y se logra, según Lewin, un "equilibrio cuasi-estacionario".

Para modificar ese estado "cuasi -estacionario" se puede incrementar las fuerzas que propician el cambio o disminuir las fuerzas que lo impiden, o combinar ambas tácticas.

Lewin propone un plan de tres fases para llevar a cabo el cambio planeado:

1. **Descongelamiento:** esta fase implica reducir las fuerzas que mantienen a la organización en su actual nivel de comportamiento.
2. **Cambio o movimiento:** esta etapa consiste en desplazarse hacia un nuevo estado o nuevo nivel dentro de la organización con respecto a patrones de comportamiento y hábitos, lo cual significa desarrollar nuevos valores, hábitos, conductas y actitudes.
3. **Recongelamiento:** en este paso se estabiliza a la organización en un nuevo estado de equilibrio, en el cual frecuentemente necesita el apoyo de mecanismos como la cultura, las normas, las políticas y la estructura organizacionales.

Además, Lewin sostiene que estas tres fases o etapas se pueden lograr si:

1. Se determina el problema.
2. Se identifica su situación actual.
3. Se identifica la meta por alcanzar.

4. Se identifican las fuerzas positivas y negativas que inciden sobre él.
5. Se desarrolla una estrategia para lograr el cambio de la situación actual dirigiéndolo hacia la meta.

La perspectiva de Lewin se puede ampliar si se representa el modelo de cambio de tres fases (descongelamiento, cambio y recongelamiento) mediante el llamado "esquema de la raíz cuadrada", dado que efectivamente este procedimiento es muy similar a esa operación aritmética.

- a) Como se puede apreciar, en la etapa de *descongelamiento* imperaba una situación determinante (por ejemplo, el control de inventarios por medios manuales), con el consiguiente derroche de horas-hombre y tiempo. Además, la posibilidad de cometer errores es muy alta.

Gráfico No. 65



Fuente: Desarrollo Organizacional, Rafael Guizar Montúfar
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

- b) Se presenta el proceso de *cambio*, en el cual al principio se puede observar un decremento de la productividad (si se recurre nuevamente al ejemplo del control de inventarios, se podría suponer que a la persona responsable de dicho control de inventarios no le fue posible entregar oportunamente su reporte mensual ni tampoco manejar el paquete computacional requerido para agilizar el proceso de control de la mercancía).
- c) Posteriormente, dentro de ese mismo proceso de cambio, se puede apreciar un incremento de la productividad (dado que ya le es más fácil al sujeto de *cambio* asimilar el nuevo paquete computacional y ha podido economizar

tiempo y mejorar la exactitud de su reporte, además de que le fue posible entregarlo oportunamente).

- d) Por último se inicia la etapa de *recongelamiento*, en la cual el nuevo método se integra como una parte de la actividad normal de trabajo.

En múltiples ocasiones se acepta el cambio como "un mal necesario", el cual se presenta de improviso, al que cómodamente se puede rechazar, pero para "no ser menos que los demás" se lo implanta, pero sin tener una conciencia clara de lo que dicho cambio implica.

Relacionado con lo anterior, la firma de consultoría WJ. Reddin y asociados ofrece el llamado "programa para la organización flexible", que logra incrementar de manera notable la competitividad. El programa no se sustenta en el talento de un experto o "gurú", sino en algo mucho más sólido y permanente: el talento de los líderes de la empresa, con lo cual se logran una clara sinergia organizacional y, sobre todo, un compromiso claro con las soluciones. ¡Es muy fácil criticar! Pero las soluciones son las que generan un cambio real.

Este programa también consta de tres fases, íntimamente conectadas al concepto de Kurt Lewin de descongelamiento, cambio y recongelamiento. Estas tres fases son:

Cuadro No.32
Fases de Kurt Lewin

Fase	Característica de la fase
I. Descongelamiento	Todo el personal de la empresa debe participar en un proceso de desaprendizaje que cuestiona la rigidez de las conductas e introduce el liderazgo situacional como elemento clave para dirigir la energía humana hacia resultados.
II. Reingeniería	Todo el personal de la empresa debe participar en clínicas de reingeniería de procesos, lo cual implica cambio integral de la organización. Se deben definir metas concretas y objetivas, cuestionarse los métodos de trabajo y elaborar planes de acción a corto y a largo plazo. Se debe desarrollar el liderazgo situacional y habilidades esenciales de los líderes que consti-tuyen la base para fomentar una cultura de trabajo en equipo, y enfocar la energía hacia metas estratégicas.
III. Aseguramiento	Se deben implantar programas de seguimiento y control a par-tir de un sistema de información de resultados generados por los líderes y por los equipos autónomos. Además, se debe re-munerar por resultados.

Fuente: Desarrollo Organizacional, Rafael Guizar Montúfar
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

En algunas empresas el proceso puede ser doloroso, pero su efecto es incuestionable: mayor eficiencia a corto plazo.

5.6.6 ESTRATEGIA DE OTROS

Para la consecución de esta estrategia se hace imprescindible abordar ciertos aspectos que relacionen la gestión de las empresas del Sistema Hidroeléctrico Nacional, con los métodos alternativos de producción de energía existentes en el Ecuador.

Esto se fundamentará en las comparaciones de diversos índices establecidos tales como: producción, balances, etc. Con esta información se establecerá modelos sencillos de comparación para el sector de estudio.

COMPARACION DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA TOTAL DEL ECUADOR 1990 – 2005

Claramente se comprueba que solo la hidroelectricidad supera al resto de las generadoras totales del país; para comprobar esto, se puede apreciar la siguiente tabla.

Cuadro No.33
Producción energética total (1990 – 2005)

Año	Hidráulica		Resto de energía	
	(GWh) H	Var.	(GWh) R	Var.
1990	4.986,69		1.362,17	
1991	5.075,92	1,79%	1.898,53	39,38%
1992	4.973,58	-2,02%	2.222,45	17,06%
1993	5.810,14	16,82%	1.601,17	-27,95%
1994	6.565,28	13,00%	1.578,72	-1,40%
1995	5.160,55	-21,40%	3.268,05	107,01%
1996	6.343,42	22,92%	2.996,49	-8,31%
1997	6.534,18	3,01%	3.827,57	27,74%
1998	6.506,10	-0,43%	4.384,26	14,54%
1999	7.176,73	10,31%	3.155,15	-28,03%
2000	7.611,23	6,05%	3.001,21	-4,88%
2001	7.070,65	-7,10%	4.001,38	33,33%
2002	7.524,26	6,42%	4.419,60	10,45%
2003	7.180,42	-4,57%	5.485,32	24,11%
2004	7.411,70	3,22%	6.814,76	24,24%
2005	6.882,64	-7,14%	8.244,83	20,98%
TOTAL	102.813,47		58.261,65	

Fuente: CONELEC
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Se ha producido 2.17 veces más de hidroelectricidad en comparación al resto de generadoras existentes en el país, incluyendo la importación, las cuales se las nombrará en la siguiente tabla. Si establecemos un promedio general de las variaciones, se puede obtener:

$$\bar{x}VAR_{hidraulica} = \frac{40.88\%}{15}$$

$$\bar{x}VAR_{hidraulica} = 3\%$$

$$\bar{x}VAR_{resto} = \frac{248.26\%}{15}$$

$$\bar{x}VAR_{resto} = 17\%$$

Por lo tanto existe una relación variación-crecimiento más estable que el resto de generadoras eléctricas existentes en el país. La siguiente tabla es un resumen de la producción existente en el país desde 1990 a 2005.

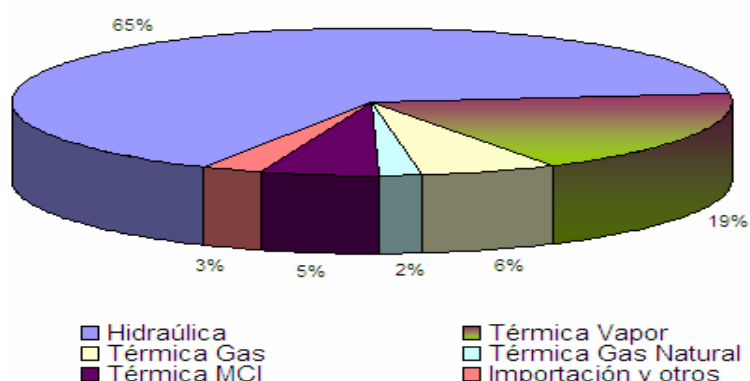
Cuadro No.34
Resumen-Balance de la energía total producida e importada (kw/h) 1990-2005

Balance de la Energía Total Producida e Importada	
Hidráulica	102.813,47
Térmica Vapor	31.095,26
Térmica Gas	10.388,32
Térmica Gas Natural	3.292,14
Térmica MCI	8.898,96
Importación y otros	4.586,97
RESTO DE ENERGÍA	58.261,65
Hidráulica	102.813,47

Fuente: CONELEC
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Si comparamos mediante un gráfico de pastel comparando mediante porcentajes:

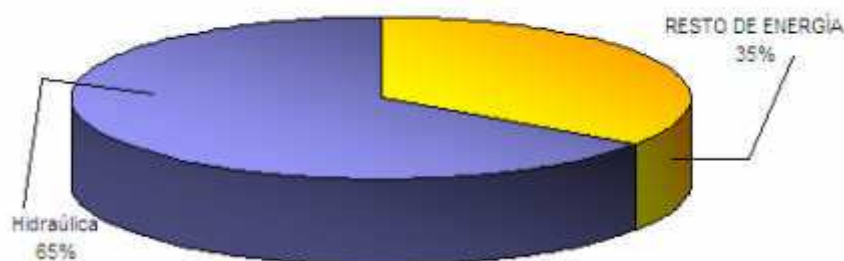
Gráfico No. 66
Balance de la Energía Total Producida e Importada 1990 -2005



Fuente: CONELEC
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

La energía hidráulica ha jugado y juega un papel sumamente importante en cuanto a producción energética; comparando en resumidas cuentas, durante este período, la hidroelectricidad se concreta a 65%, o lo que es equivalente a 102.813,47 GWh, frente al 35% o 58.261,65 GWh.

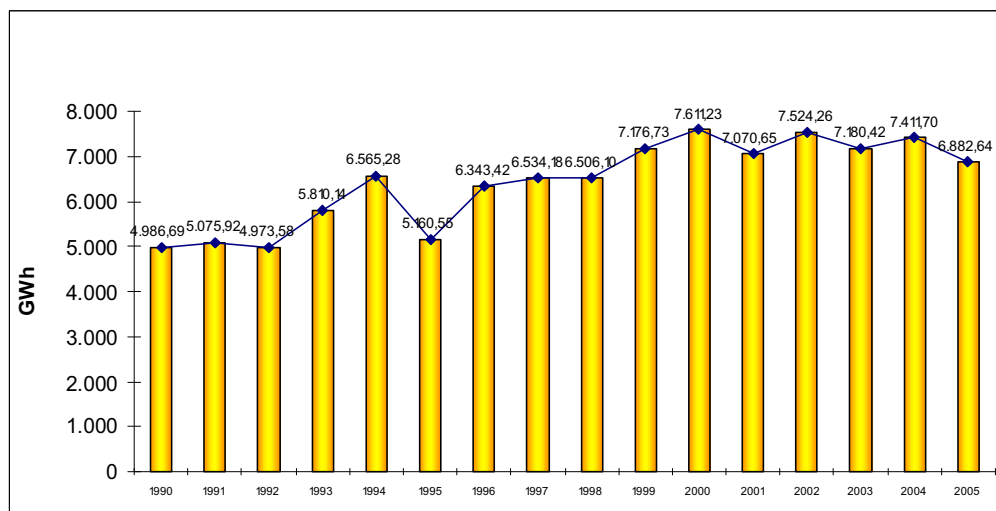
Gráfico No. 67
Balance de la Energía Total Producida e Importada



Fuente: CONELEC
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Si profundizamos un poco más en la producción de energía, se nota que la producción de energía hidroeléctrica se mantiene en un crecimiento mínimo, casi estable, a diferencia del crecimiento de otros tipos de generación. Para ilustrar esto de una forma más didáctica, se los ha graficado de la siguiente manera.

Gráfico No. 68
Energía Hidráulica producida desde 1990 a 2005



Fuente: CONELEC
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Si generamos un modelo econométrico de proyección de producción de energía con respecto al tiempo, se tendría lo siguiente:

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,866011157
Coefficiente de determinación R ²	0,749975323
R ² ajustado	0,732116418
Error típico	488,6122214
Observaciones	16

Fuente: CONELEC
Elaboración: Alex Armijos, Gustavo Zambrano

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	10025840,39	10025840,39	41,99447298	1,44815E-05
Residuos	14	3342386,641	238741,9029		
Total	15	13368227,03			

Fuente: CONELEC
Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

La salida muestra el resultado de fijar un modelo lineal para describir la relación entre GWh de energía hidráulica generada y los años. La ecuación del modelo fijado es:

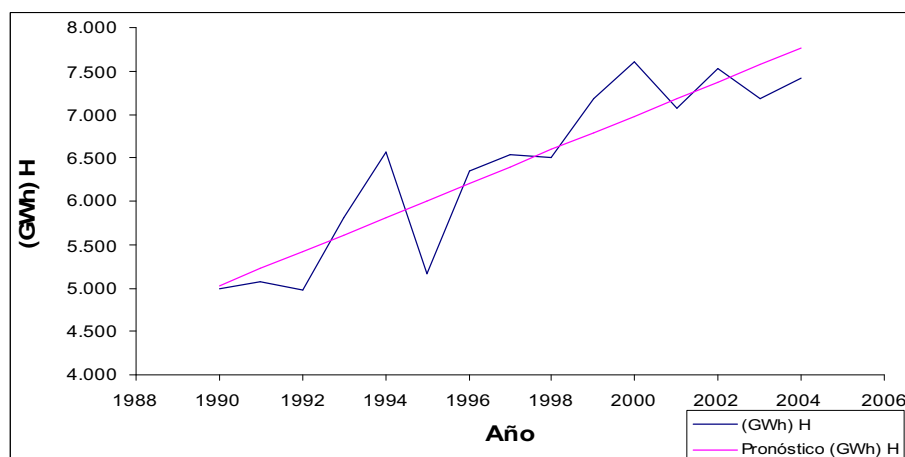
$$\text{GWh} = 171,72 \text{ año} + 4.966,2$$

$$R^2 = 74.99 \%$$

Como el valor crítico de F es menor a 0.01 hay una relación estadísticamente significativa entre energía hidráulica generada y los años del 99% de nivel de confianza. El coeficiente de correlación múltiple muestra una fuerte correlación entre las variables.

Para un número de 16 observaciones se establece que el modelo ha demostrado una variabilidad del 74.99 % de la energía hidráulica generada.

Gráfico No. 69
Curva de Regresión Ajustada



Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Comparando con la eficiencia de otros modelos se tendría las eficiencias siguientes:

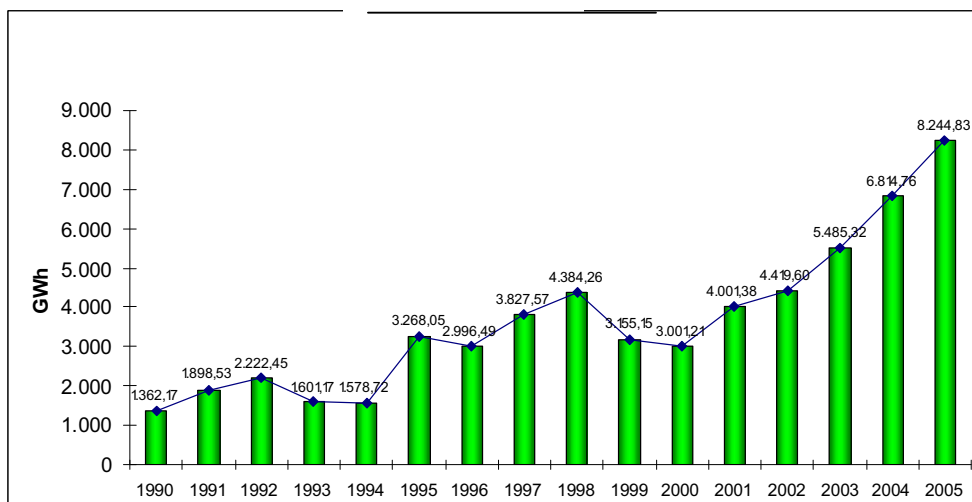
Model	Correlation	R-Squared
Reciprocal-X	-0,8665	75,09%
Logarithmic-X	0,8663	75,04%
Square root-X	0,8661	75,02%
Linear	0,8660	75,00%
Square root-Y	0,8644	74,71%
S-curve	-0,8626	74,40%
Multiplicative	0,8623	74,35%
Exponential	0,8620	74,30%
Double reciprocal	0,8559	73,26%
Reciprocal-Y	-0,8553	73,16%
Logistic		<no fit>
Log probit		<no fit>

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Por la característica del modelo lineal, y su buen resultado frente a los otros modelos; se lo mantiene como patrón principal para este análisis.

Para el resto de energía se tiene lo siguiente:

Gráfico No. 70
Resto Energía producida desde 1990 a 2005



Fuente: CONELEC

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,889217907
Coefficiente de determinación R ²	0,790708486
R ² ajustado	0,775759092
Error típico	913,726817
Observaciones	16

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Varianza	F	Valor crítico de F
Regresión	1	44159643,52	44159643,5	52,89234431	4,07792E-06
Residuos	14	11688553,75	834896,696		
Total	15	55848197,26			

Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

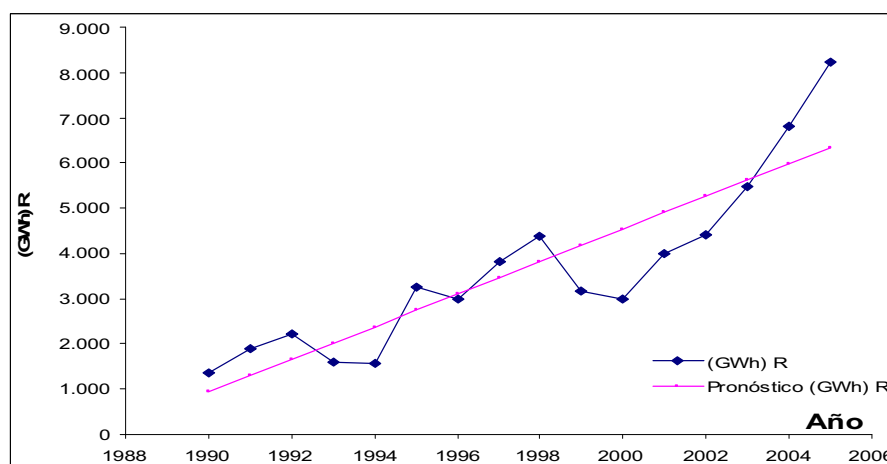
La salida muestra el resultado de fijar un modelo lineal para describir la relación entre GWh de energía restante generada y los años. La ecuación del modelo fijado es:

$$\text{GWh} = 360,39 \text{ año} + 578,03$$

$$R^2 = 79.07\%$$

Como el valor crítico de F es menor a 0.01 hay una relación estadísticamente significativa entre la energía restante generada y los años del 99% de nivel de confianza. El coeficiente de correlación múltiple muestra una fuerte correlación entre las variables. Para un número de 16 observaciones se establece que el modelo ha demostrado una variabilidad del 79.07 % de la energía hidráulica generada.

Gráfico No. 71
Curva de Regresión Ajustada



Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Igual que la anterior comparación, se procede a demostrar los diferentes resultados de los otros modelos, con respecto al resultado del modelo lineal. Se puede decir que el modelo se ajusta más al modelo del conjunto total de energía conformado por las productoras:

- Térmica Vapor
- Térmica Gas
- Térmica Gas Natural
- Térmica MCI
- Importación y otros⁶⁷

⁶⁷ Esto conforma un bajo nivel de producción energética conformado por paneles solares, instalados en la Amazonía.

Pero aquí cabe aclarar un punto importante, los costos de la producción de esta energía USD c/kWh 8.6, frente a los 2.49 USD c/kWh; además, existen otros factores como el alza de los combustibles fósiles; pero sobre todo la contaminación que estos tipos, en la mayoría de ellos, producen.

El Estado Ecuatoriano, reconoce a las personas el derecho a vivir en un ambiente libre de contaminación, ecológicamente equilibrado, garantizando así un desarrollo sustentable. En tal virtud, es de fundamental importancia en el desarrollo de todas las actividades relativas a la generación y comercialización de energía eléctrica, la conservación de la naturaleza y la protección del medio ambiente, en estricto apego a la legislación ecuatoriana vigente.

Por lo tanto, es obligación de los organismos e instituciones interesadas en desarrollar actividades en el sector, realizar para cada proyecto, un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) conteniendo su respectivo Plan de Manejo Ambiental (PMA). Merece mención especial la necesidad de poner en práctica programas de manejo en las cuencas hidrográficas, como elemento esencial y destacado del Plan de Manejo Ambiental de aprovechamientos hidroeléctricos.

En los estudios de centrales de generación que usen combustibles, se deberán cuantificar las distintas emisiones hacia el aire y su consecuente dispersión hacia el agua, el suelo y el subsuelo del área circundante, en función de las normas pertinentes.

5.6.6.1 Precios de la energía según sistemas generadores 1990–2005

Se ha realizado un promedio del precio en centavos de Kw/h, y según los resultados se obtuvieron las consecuencias.

Cuadro No.35

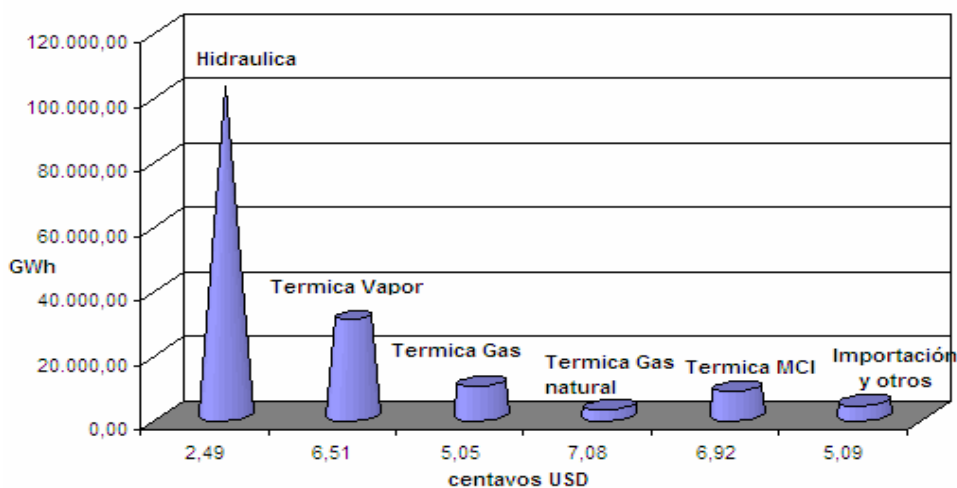
Precios de la energía según sistemas generadores 1990 – 2005

	GWh	USDc/kWh
Hidráulica	102.813,47	2,49
Térmica Vapor	31.095,26	6,51
Térmica Gas	10.388,32	5,05
Térmica Gas Natural	3.292,14	7,08
Térmica MCI	8.898,96	6,92
Importación y otros	4.586,97	5,09
	161.075,12	6,13

Fuente: Ministerio de Energía y Minas / CONELEC
 Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

Salta claramente a la vista la cantidad de energía en Gw/h producida con respecto al precio en centavos de dólares americanos.

Gráfico No. 72
 Costo/Producción de Energía



Fuente: Ministerio de Energía y Minas / CONELEC
 Elaboración: Alex Armijos/Gustavo Zambrano

CAPITULO VI

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

1. La falta de inversión en infraestructura de generación hidroeléctrica, especialmente si se toma en cuenta el crecimiento de la demanda interna y los altos costos medios en relación a otros países de Latinoamérica, está influyendo en la competitividad industrial del país. Esta situación se ve aún más comprometida si se considera que los equipos de generación térmica, prácticamente han cumplido su período de vida útil y su uso continuo representa altos costos en generación.
2. La construcción de un Sistema Periódico de Control de Gestión Financiera, es imprescindible en toda empresa la ayuda que brinda el hecho de conocer los niveles y rangos de movimiento de las cifras financieras hace que las políticas y decisiones que se adopten sean oportunas y resuelvan las concretas falencias.
3. Durante los últimos años, se ha invertido en fuentes de energía caras, y contaminantes, que al final se traducen en un encarecimiento de la electricidad para el consumidor final, y polución ambiental.
4. Existe demanda insatisfecha de energía eléctrica, por desmejoras en la planificación y ejecución de proyectos, que al final se traducen, en el mejor de los casos, en encarecimiento de los proyectos, o si no pérdidas económicas y un corte de algunos de estos.
5. Aunque se está tratando de recapitalizar el dinero resultado de la venta de energía, este no avanza a crear un sistema óptimo que permita un crecimiento sustentable por problemas políticos.

6. El esquema FRICTO proporciona una extensa lista de argumentos de cuestiones administrativas y productivas que se deben tener en cuenta en cada decisión que se desea adoptar, tanto en los futuros proyectos, como en los que se ejecutan actualmente.
7. No existe una política de emisión de acciones hacia la bolsa de valores, en las cuales las empresas del sector hidroeléctrico puedan tener una política de apalancamiento financiero directo con el mercado, razón por la cual el beneficio es el más ambiguo dentro del modelo FRICTO.
8. Las malas calificaciones del país en asuntos de estabilidad económica, inseguridad jurídica, oportunidades de inversión; para el sector hidroeléctrico, significa una respuesta negativa para que empresas grandes como ENDESA y tantas otras, se frenen al momento de considerar invertir en Ecuador.
9. Los grupos de administración, tales como CONELEC, Fondo de Solidaridad, Ministerio De Economía y Finanzas, Banco Central y principalmente las Bolsa de Valores, se encuentran totalmente conectados entre si; creando un sistema deficiente en cuanto a transferencia de información ágil y oportuna.

6.2 RECOMENDACIONES.

1. Se hace necesaria una reconsideración de los altos mandos en este sector, así como también a los empleados y mandos medios (sindicatos de trabajadores) para que unan esfuerzos y se pueda re-potenciar este sector tan importante para el país.
2. Se debe llegar a un acuerdo entre el sector financiero global y el hidroeléctrico, para que se pueda librar de los intermediarios financieros, como los bancos, de sus tasas de interés y sus restricciones.

3. La protección ambiental es un imperativo, para mantener y ser eficientes en cuanto a la generación hidroeléctrica, esto también crea externalidades positivas en cuanto a la agricultura, por ejemplo.
4. Se hace necesario re-potenciar las principales fuentes generadoras de electricidad como Hidropaute; para que puedan ser las bases de nuevas reinversiones.
5. Se debería incentivar la inversión de microcentrales hidroeléctricas en las ciudades y comunidades pequeñas alejadas, en donde posean de caudales hídricos.
6. Es necesario considerar el comportamiento social de los ecuatorianos y de su mercado, sus potencialidades y sus debilidades, para que se pueda crear un modelo de desarrollo único para este país, y no necesariamente copiar modelos que han sido desarrollados para otros países.
7. Deberían el estado y la sociedad obligar a este importante sector a mostrar con mayor facilidad (por Internet por ejemplo) sus avances y balances económicos, y no solo los nombres de ciertos proyectos, para aumentar la transparencia económica.

A N E X O S

ANEXO No. 1

LOS MEGA PROYECTOS ELÉCTRICOS BUSCARÁN CAPITAL EN LA BOLSA

“El Ministro Alberto Acosta impulsará la construcción de cuatro centrales hidroeléctricas. Parte del financiamiento provendrá de la colocación de títulos. Una unidad interinstitucional será la encargada de poner en marcha los proyectos hidroeléctricos que impulsará el Gobierno en los próximos cuatro años. Su creación se concretará en las próximas horas, mediante decreto, confirmó el Ministro de Energía, Alberto Acosta, quién elaboró el borrador del documento.

Cuatro Proyectos están en la mira: Coca Codo Sinclair, Sopladora, Ocaña y Minas Jubones. Juntos suman una potencia de 2175 MW, que representan el 87% de la demanda actual de energía. Para su ejecución, se requiere de 1778 millones de dólares de inversión.

Otras prioridades del gobierno son terminar las centrales San Francisco y Mazar, hoy en construcción, para que entren en operación en julio de este año y mayo de 2009, respectivamente.

Acosta es participe de utilizar “lo menos posible” los recursos del Fondo de Inversión en los Sectores Hidrocarburífero (Fíesh). Por eso propone que el Ministerio de Economía emita bonos que serán administrados por la unidad interinstitucional en un fideicomiso. Esos papeles se colocan en el mercado de valores y se obtiene los recursos para la construcción de las centrales.

Pero la estrategia va más allá. Según Acosta, El Gobierno argentino asesora al país para colocar los bonos en el exterior. Con la venta de energía en el mercado se paga a los tenedores de papeles, el excedente de recursos va a las distribuidoras de energía, que a su vez, cancelarán sus deudas a las generadoras.

El monto que se colocará en títulos de valores, lo definirá la Unidad Ejecutora una vez se integre. Para el experto energético Alfredo Mena, este puede ser un mecanismo atractivo de inversión para pequeños proyectos, no así para los de alta generación que requieren de grandes capitales.

No obstante la presidenta de la Bolsa de Valores de Quito, Mónica Villagómez, considera que este mecanismo se puede aplicar a cualquier tipo de proyecto y es una excelente opción para impulsar el sector energético. El resultado dependerá del plazo, rendimientos y garantías del proyecto. Añade que “es un recipiente de inversión para grupos de gran liquidez como el IESS, los fondos de empleados públicos, las administradoras de fondos y otros”.

Según Villagómez los últimos años, todos los títulos de valores se han colocado con éxito en el mercado. Sin embargo, el ex presidente del Consejo Nacional de Electrificación, Alejandro Ribadeneira, advierte al menos dos dificultades para atraer la inversión privada. Por un lado, la ineficiencia de las empresas de distribución para pagar a las generadoras, cuya deuda es de 1500 millones de dólares, y luego la tarifa subsidiada que distorsiona el mercado.

La salida, según él, es que el Fisco financie los proyectos con recursos propios o de multilaterales. En el país solo el 46 por ciento de la demanda se cubre con energía hidroeléctrica, el resto con térmica (43 por ciento) e importación (11 por ciento).⁶⁸

⁶⁸ Información tomada de la sección Negocios de el COMERCIO, con fecha, Viernes 13 de Abril del 2007

ANEXO No.2

ESTADOS FINANCIEROS DE LAS EMPRESAS HIDROELECTRICAS

HIDROELÉCTRICA NACIONAL "HIDRONACION S.A."

BALANCES GENERALES

(Expresados en USDólares)

	31 de diciembre del	
	2005	2004
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTES:		
Caja y bancos (Nota C)	1.279.413,92	4.094.612,78
Inversiones temporales (Nota D)	553.252,26	6.055.711,84
Cuentas por cobrar (Nota E)	114.524.894,47	116.501.248,60
Pagos anticipados (Nota F)	640.343,45	28.946,33
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	116.997.904,10	126.680.519,55
ACTIVO NO CORRIENTES:		
Propiedad, maquinarias y equipos (Nota G)	772.874,06	939.306,79
Derechos fiduciarios (Nota P (5))	15.686.931,34	
Proyectos en desarrollo (Nota P(6))	53.162,00	
TOTAL ACTIVOS	133.510.871,50	127.619.826,34
<u>PASIVO Y PATRIMONIO DEL ACCIONISTA</u>		
PASIVOS CORRIENTES:		
Cuentas por pagar (Nota H)	2.334.524,81	2.905.623,20
Participación laboral y otros beneficios laborales (Nota I)	30.327,95	225.658,89
TOTAL PASIVO CORRIENTE	2.364.852,76	3.131.282,09
PASIVO A LARGO PLAZO (Nota I)	130.238.394,19	123.571.350,84
TOTAL PASIVO	132.603.246,95	126.702.632,93
INVERSION DEL ACCIONISTA (Nota J)		
Capital social	4.000,00	4.000,00
Reserva legal	2.000,00	2.000,00
Reserva de capital	57.867,14	57.867,14
Resultados acumulados	843.757,41	853.326,27
TOTAL PATRIMONIO	907.624,55	91 7.193,41
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO DEL ACCIONISTA	133.510.871,50	127.619.826,34
Ing. Hans Collin Gerente General	Eco. Lucrecia Sojos Barrera Contador	

ANEXO No. 5
PROYECTO HIDROELÉCTRICO MAZAR

“Este proyecto global contempla el aprovechamiento integral de la cuenca del río Paute y, la implantación en cascada de tres centrales: Mazar (180MW), Molino (1.075 MW, también conocida como Paute) y, Sopladora (400MW) de potencia.

Central Molino o Paute

Corresponde a la parte en actual operación de todo el proyecto. Fue ejecutada en dos etapas, la primera correspondiente a las fases A y B, fueron construidas entre 1976 y 1983 con una capacidad de generación de 500 MW. La fase C, capaz de producir 575 MW de potencia, entró en operación a principios de 1992. Por tanto, en la actualidad la Central Molino se encuentra produciendo 1.075 MW anuales, que representan alrededor del 40% de la generación hidráulica y térmica nacional.

Este complejo hidroeléctrico comprende la presa de Amaluza, de 170 metros de alto por 420 de coronación, y permite almacenar 120 millones de metros cúbicos de agua en un “lago artificial” de 10 kilómetros de largo; un túnel de aducción de 6.2 km de longitud y 5 metros de diámetro; la tubería inclinada de presión (por donde pasa el agua que generará la energía) de 862 metros de longitud y 3.75 metros de diámetro y la casa de máquinas subterránea, con sus accesos y túnel de descarga, que alberga a 10 turbinas de generación.

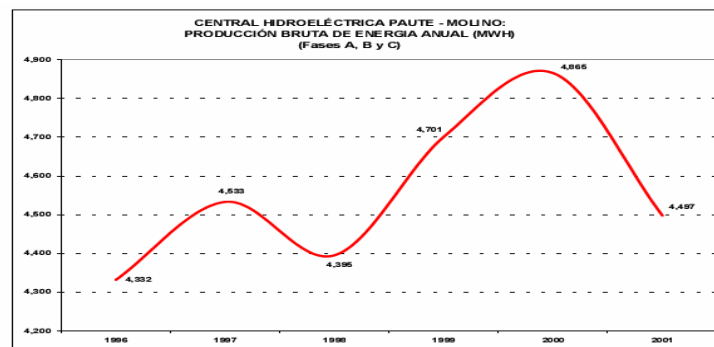
Los costos de la primera etapa del proyecto (fases A y B), a enero de 1985, fue de US\$ 672 millones que fueron financiados a través de una serie de empréstitos internacionales que sumaron US\$ 242 millones (36%), mientras, el saldo fue financiado por el INECEL a través del Fondo Nacional de Electrificación. La fase C, correspondiente a la segunda etapa, costó, a diciembre de 1988, US\$ 211 millones, financiados a través de préstamos del Banco Interamericano de Desarrollo, del gobierno de Italia y de proveedores de equipo mecánico y eléctrico (76.65%), mientras que el saldo lo cubrió INECEL.

Los saldos de estos créditos externos, a la fecha de extinción del INECEL, fueron incluidos en los pasivos de los que se hicieron cargo las empresas generadoras y

de transmisión conformadas, las que a su vez, de acuerdo a los convenios de pago suscritos adeudan al MEF y son parte de la negociación que esa Cartera de Estado estaría llevando adelante como parte de la solución a la problemática de la deuda del sector eléctrico.

En cuanto a la producción bruta de energía, entre 1996 y 2001, se tuvo una generación máxima de energía de 5.527 MWh, mientras que la mínima fue de 3.500 MWh.

En cuanto a la venta de energía al Mercado Eléctrico Mayorista, para el 2002, Paute contribuyó con 4.532 GWh de los 11.295 GWh consumidos a nivel de barras de generación, representando el 40%, siguiendo en orden de importancia las generadoras Electroguayas e Hidroagoyán con el 13% y 11% respectivamente.



Fuente: Hidropaute S.A.

De acuerdo a lo mencionado, la Central Molino es, sin lugar a dudas el principal generador hidroeléctrico a nivel nacional; sin embargo, enfrenta un grave problema que incluso puede poner en peligro su propia existencia. Esto hace referencia al volumen de sedimento acumulado en la presa Amaluza, que a lo largo de los 20 años de operación se ha ido depositando y que a la fecha representa aproximadamente 40 millones de metros cúbicos, lo que afecta la capacidad de embalse y un riesgo latente para la infraestructura, en especial si ocurrieran movimientos telúricos importantes.

Como parte de la solución al problema planteado, se compró y operó en una primera etapa un sistema de dragado que se utilizó por un lapso de 4 años (1991-1994); lo que no fue suficiente y, debido a múltiples objeciones, nunca se implementó la segunda fase, a pesar de los reiterados decretos ejecutivos en que

se calificaba como de prioridad emergente a la operación de dragado de Amaluza. Según proyecciones de Hidropaute para el 2005, año en que se cumplirán 25 años de vida útil de la presa, es decir el 50% del tiempo de vida útil estimado, la acumulación de sedimentos alcanzarían los 50.8 millones de metros cúbicos, superando ampliamente su límite máximo, razón por la que se torna más importante la construcción de Mazar, como alternativa básica en el mantenimiento en operación de la Central Molino.”⁶⁹

⁶⁹ DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Apunte de Economía, Dirección General de Estudios, Apuntes de Economía No. 31, Elaborado por: Eric Neira y Edgar Ramos, Autorizado por: Lenin Parreño, Julio, 2003

ANEXO No. 6

FONDO DE SOLIDARIDAD

“El Fondo de Solidaridad es un organismo público, creado por Ley, constitucionalmente autónomo, representante del Estado ecuatoriano en la propiedad del patrimonio nacional, plasmado en las acciones en las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución y, en las empresas de telecomunicaciones del Ecuador.

En cumplimiento de sus fines y objetivos institucionales, el Fondo de Solidaridad, con las utilidades y rendimientos de sus inversiones, financia, a nivel nacional, programas de desarrollo humano en los sectores de educación, salud, saneamiento ambiental y para la remediación de los efectos causados por desastres naturales.

Adicionalmente, sobre la base de la normativa del sector eléctrico ecuatoriano, administra los recursos del Fondo de Electrificación Rural y Urbano – Marginal, FERUM y financia con ellos los proyectos de electrificación en zonas tradicionalmente no atendidas, procurando el acceso al servicio público de fuerza eléctrica a la mayor cantidad de ciudadanos.

Sobre la base de las disposiciones legales vigentes, el patrimonio del Fondo de Solidaridad sólo puede ser objeto de acrecimiento en el tiempo y sus rendimientos pueden destinarse únicamente a gastos de inversión.”⁷⁰



⁷⁰ Tomado de la página Web oficial del Fondo de Solidaridad

ANEXO No. 7

OPINIÓN DE DIARIO HOY OTRA VEZ, LA CRISIS ELÉCTRICA

“La Central Paute ha entrado otra vez en una situación crítica: la carencia de lluvias por el estiaje redujo, este fin de semana, el nivel de las aguas en la represa Amaluza; anteayer apenas ingresó un caudal de 30 metros cúbicos por segundo, cuando el promedio normal es de alrededor de 110 metros cúbicos. La cota se ubicó nueve metros por debajo del nivel aceptable. Por varios lustros, la historia se repite de forma cíclica; entonces se inician campañas para reducir el consumo y, por este camino, conjurar los racionamientos de energía.

A la fragilidad estructural del sistema que, por carencia de grandes inversiones, solo ha podido aprovechar, en un mínimo porcentaje, los notables recursos hídricos del país para la generación eléctrica, se suma una mala administración que, por falta de mantenimiento, impide el servicio de parte de las generadoras térmicas. La cuestión de fondo es la imposibilidad de modernizar el sector eléctrico por la oposición de grupos sindicales y locales que medran de la ineficiencia de las distribuidoras eléctricas y de la corrupción.

No se rompe el círculo vicioso de la deuda acumulada por las generadoras a Petrocomercial, que hasta septiembre de 2006 sumaba \$462 millones, y la falta de pago a tiempo a aquellas por parte de las distribuidoras. Los consumidores pagan la factura de la ineficiencia del sector eléctrico con una energía más cara que la de los países vecinos y la amenaza cíclica de los apagones con cada estiaje.”⁷¹

⁷¹ http://www.hoy.com.ec/noticianue.asp?row_id=249920

ANEXO No. 8

GENERADORES INCORPORADOS AL M.E.M

Fecha Contrato	Empresa	Central	Tipo	Clase	Capacidad (MW)
04-Ago-99	HIDRONACIÓN	Daule-Peripa	Hidráulica	Turb. Francis	213,00
	ELECTROQUIL	Guayaquil	Térmica	Turb.Gas	160,00
16-Ago-99	ELECTROECUADOR	Guayaquil	Térmica		43,50
		A.Santos	Térmica	Turb.Gas	133,00
		A Tinajero	Térmica	Turb.Gas	74,94
	ELECTROGUAYAS	G.Zavallos	Térmica	Turb.Vapor	175,00
		Trinitaria	Térmica	Turb.Gas	133,00
		E.García	Térmica	Turb.Gas	102,00
	HIDROAGOYÁN	Pisayambo	Hidráulica	Turb.Pelton	70,00
				Hidráulica	Turb.Francis
	TERMOESMERALDAS	Esmeraldas	Térmica	Turb.Gas	125,00
	TERMOPICHINCHA	Guangopolo	Térmica	MCI	31,20
		Sta.Rosa	Térmica	Turb.Gas	51,00
	HIDROPAUTE	Paute AB	Hidráulica	Turb.Pelton	500,00
		Paute C	Hidráulica	Turb.Pelton	575,00
07-Nov-00	ECOLUZ	Loreto	Hidráulica	Turb.Pelton	2,15
19-Mar-01	EMAAP-Q	El Carmen	Hidráulica	Turb.Pelton	9,46
28-Jun-01	ELECAUSTRO	Saucay	Hidráulica	Turb.Pelton	24,00
		Saymirín	Hidráulica	Turb.Pelton	14,40
		El Descanso	Térmica	MCI	19,20
		Monay	Térmica	MCI	11,63
15-Oct-01	MACHALAPOWER	MachalaPower	Térmica	Turb.Gas	130,00

Fuente y Elaboración: CONELEC

ANEXO No. 9

NIVELES DE COSTOS TARIFARIOS

Niveles tarifarios – Costos medios US\$ c/KWh			
ETAPA	2001-2002	2002-2003	% VARIACION
GENERACIÓN	5.47	5.81	6.22
Energía	4.16	4.36	4.81
Potencia	1.31	1.45	10.69
TRANSMISIÓN	0.71	0.76	7.04
DISTRIBUCIÓN (Promedio)	4.22	3.81	-9.72
TOTAL COSTO PROMEDIO	10.4	10.38	-0.19

Fuente: Plan de electrificación del Ecuador 2002-2011, CONELEC.

Evolución tarifaria 1998 – 2003

“En 1998 el CONELEC realizó, por primera vez, un estudio de costos y análisis tarifarios con el objeto de determinar una tarifa real promedio para la provisión del servicio de energía eléctrica. Con esta base, se estableció en US\$ 8.5 centavos por kWh, el precio real o tarifa objetivo; sin embargo, a esa fecha, el precio de venta efectivo o tarifa aplicada fue de US\$ 4.76 centavos por kWh. A fin de cubrir la diferencia, se implementó un esquema de ajuste gradual, el que permitiría alcanzar, para octubre de 1999, el valor real determinado.

Debido básicamente a la devaluación de la moneda nacional, el precio de venta se contrajo considerablemente, llegando a representar US\$ 2.49 centavos por kWh, valor que se mantuvo hasta mayo de 2000, en razón de la profunda crisis económica y social que afrontaba el país. En este contexto, el diferencial tarifario asumido por el Gobierno llegó a representar 6.01 centavos por kilovatio hora entre octubre de 1999 y mayo del 2000, como resultado de la diferencia entre la tarifa objetivo a la fecha que era de 8.50 ctvs/kWh y la cobrada de 2.49 ctvs/kWh.

A partir de mayo del 2000, el CONELEC, a través de la Resolución No. 0087, aprobó un incremento inicial diferenciado y por tipo de servicio que significó pasar de US\$ 2.49 centavos a US\$ 4.27 centavos por kWh. Complementariamente, se implementó un mecanismo de ajuste gradual mensual del 4%, con el objeto de que en 24 meses (mayo de 2002) se alcance el precio medio real de la energía, que a octubre de 2000 era de US\$ 10.35 centavos por kWh, este incremento

mensual fue suspendido el 30 de abril de 2002, dando paso a un período de congelamiento de las tarifas de electricidad que debía permanecer vigente hasta el 31 de enero del 2003.

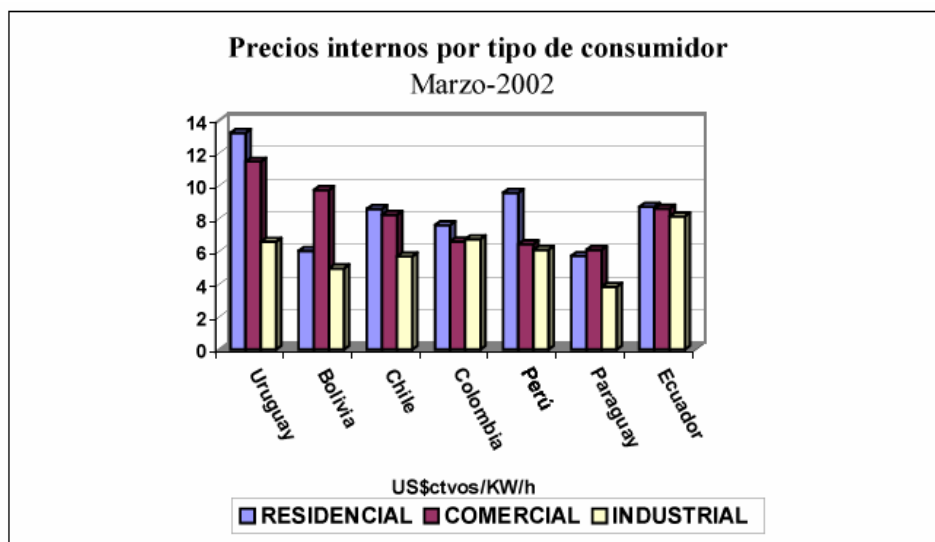
Cabe mencionar que los incrementos mensuales vigentes a partir de junio de 2000 permitieron alcanzar una tarifa de US\$ 5.23 centavos por kWh para diciembre de dicho año (cerca del 50% de la tarifa objetivo) y US\$ 7.11 centavos por kWh en octubre de 2001 (70% del valor de la tarifa media nacional que a esa fecha fue de US\$ 10.40 centavos por kWh).⁷²

⁷² DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Apunte de Economía, Dirección General de Estudios, Apuntes de Economía No. 31, Elaborado por: Eric Neira y Edgar Ramos, Autorizado por: Lenin Parreño, Julio, 2003

ANEXO No. 10

COMPARATIVO CON OTROS PAÍSES DE AMÉRICA DEL SUR

Si se compara el precio que pagan los consumidores finales de tipo industrial en el Ecuador, con sus inmediatos competidores por los mercados internacionales de productos, es decir Colombia y Perú, encontramos que la tarifa pagada es superior en el 34% y 21% respectivamente, lo que sin duda está restando competitividad a la producción industrial nacional al afectar, directamente, a la estructura de costos local; algo similar ocurre con el precio pagado por el sector comercial, donde sólo nos superan Bolivia y Uruguay, mientras que nuestros vecinos proveen una energía más barata, conforme se puede apreciar en el siguiente gráfico:

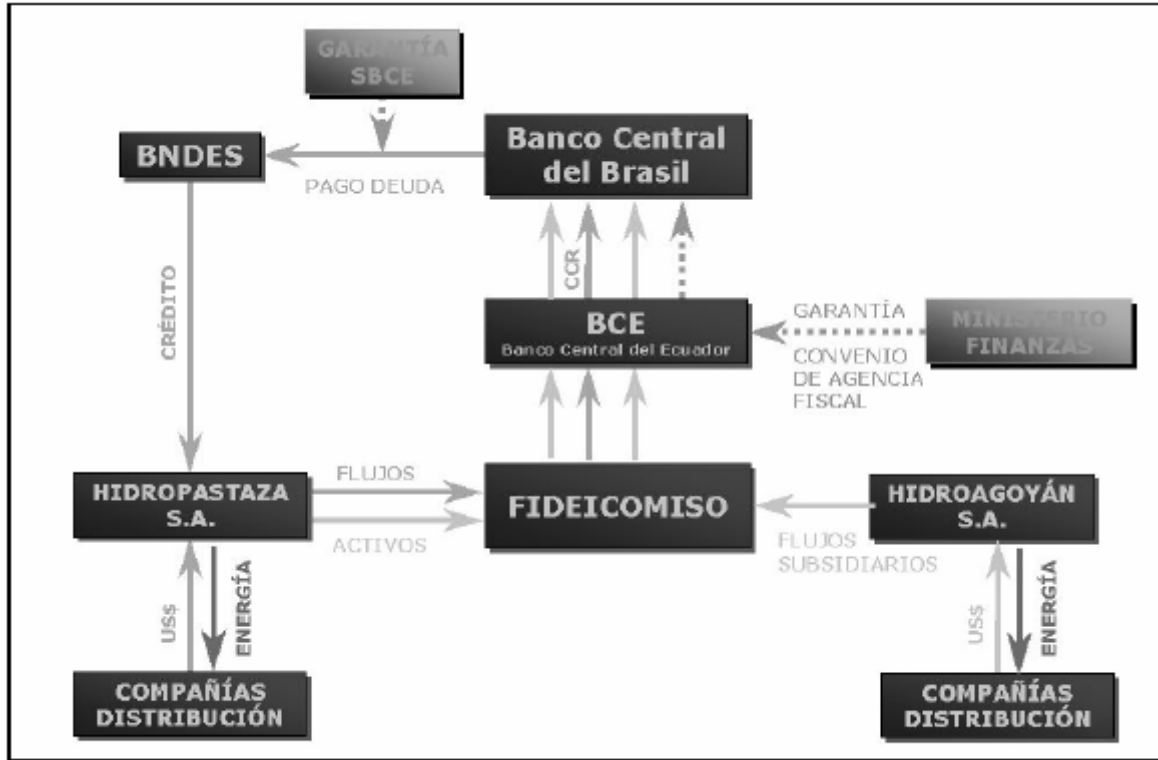


Fuente: OLADE, CONELEC, Apunte de Economía, Dirección General de Estudios

Por otra parte y en relación al sector residencial, la situación difiere un poco al poseer una tarifa menor en relación a Perú (9% por debajo de los 9.57 centavos que pagan nuestros vecinos), si bien en relación a Colombia seguimos manteniendo una tarifa en un 15% superior.

ANEXO No. 11

ESQUEMA DE FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO SAN FRANCISCO



Fuente y Elaboración: Constructora Norberto Odebrecht S.A.

ANEXO No. 12

REGRESION LINEAL MULTIPLE, RESULTADOS

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,99999275
Coefficiente de determinación R ²	0,99998549
R ² ajustado	0,99998146
Error típico	7666,01478
Observaciones	24

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	5	7,29221E+13	1,45844E+13	248170,4156	7,0151E-43
Residuos	18	1057820088	58767782,64		
Total	23	7,29232E+13			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	3329,375006	2526,108589	1,317985704	0,204036401	-1977,786312	8636,536323	-1977,786312	8636,536323
EEEM(Mwh)	1,013290847	0,004355482	232,6472229	9,20304E-33	1,004140312	1,022441383	1,004140312	1,022441383
Activos Fijos Netos	-4,8642E-05	1,80883E-05	-2,689143523	0,014993221	-8,66442E-05	-1,06399E-05	-8,66442E-05	-1,06399E-05
Gastos Operativos y Financieros	5,96528E-05	0,000110095	0,541830646	0,594579551	-0,000171648	0,000290954	-0,000171648	0,000290954
Cartera Vencida	-7,89317E-05	3,13445E-05	-2,518197471	0,021479079	-0,000144784	-1,30792E-05	-0,000144784	-1,30792E-05
Recursos Líquidos Disponibles	0,000107046	2,8132E-05	3,805119425	0,001296514	4,79424E-05	0,000166149	4,79424E-05	0,000166149

ANEXO No. 13**ANÁLISIS DE LOS RESIDUALES Y RESULTADOS DE PROBABILIDAD****ANÁLISIS DE LOS RESIDUALES**

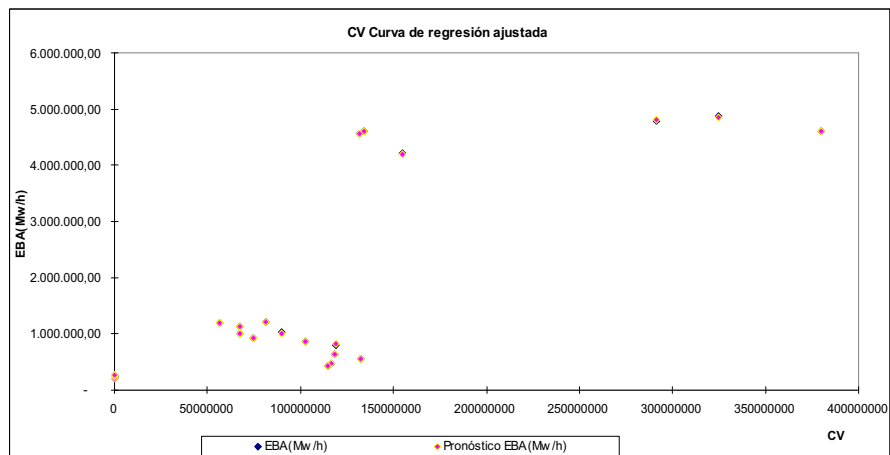
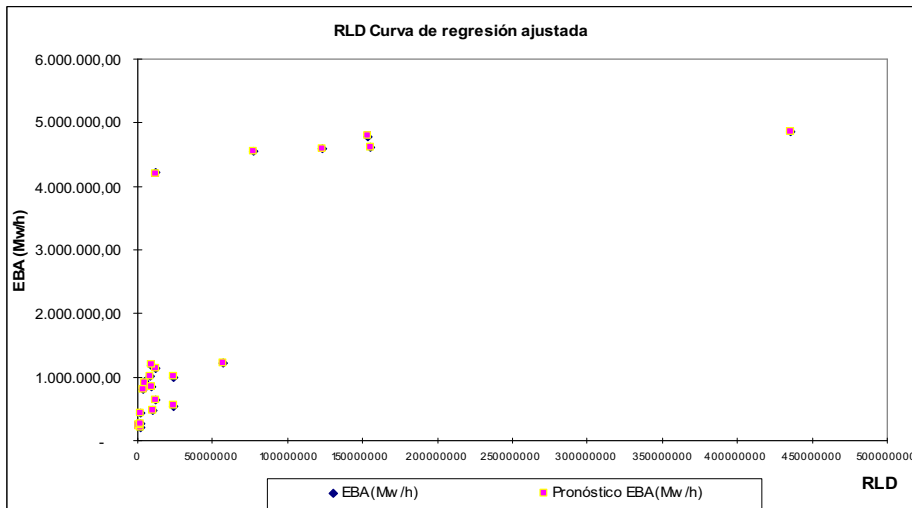
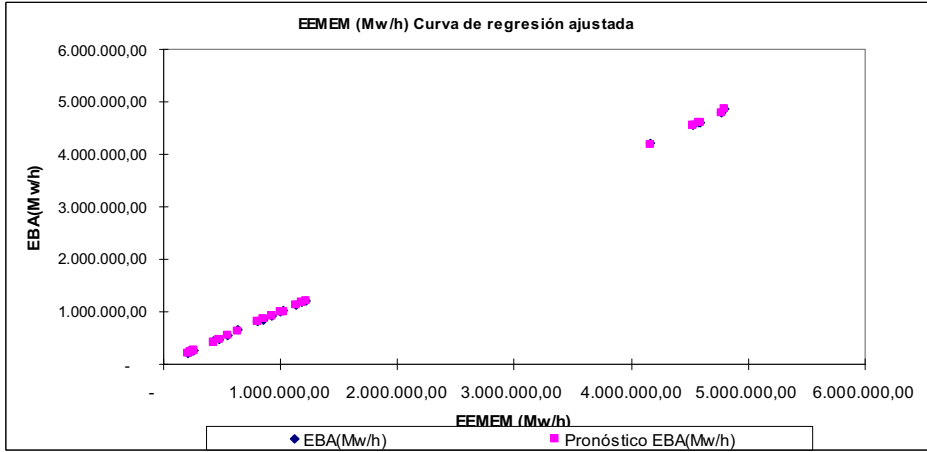
Observación	Pronóstico EBA(Mw/h)	Residuos	Residuos estándares
1	235690,2409	-3367,92587	-0,496615805
2	258615,982	-3032,998999	-0,447229333
3	214272,6011	-2513,560131	-0,370635737
4	238811,8199	-1223,069921	-0,180347156
5	256696,9612	-1772,749226	-0,26139984
6	264787,9034	-991,6214431	-0,146219038
7	1010763,769	11449,28205	1,688248091
8	1131750,767	-1840,329063	-0,271364791
9	1191283,725	-3189,806329	-0,470351278
10	1004188,751	-2859,418107	-0,42163405
11	1220503,341	-2951,301355	-0,435182648
12	916362,3251	5527,34099	0,815031269
13	548411,0617	-1001,661705	-0,14769952
14	813561,6052	-2470,862932	-0,364339843
15	857818,2879	-4065,943715	-0,599541673
16	641641,7298	3849,631019	0,567645394
17	473599,9667	4967,588292	0,732493218
18	431710,9535	3878,946489	0,571968092
19	4857633,859	7792,141464	1,148986277
20	4195361,965	18279,03473	2,695325817
21	4561440,284	-3725,283671	-0,549309819
22	4596527,423	-163,422923	-0,024097444
23	4802164,082	-18493,08153	-2,726887978
24	4609824,928	-2080,928123	-0,306842203

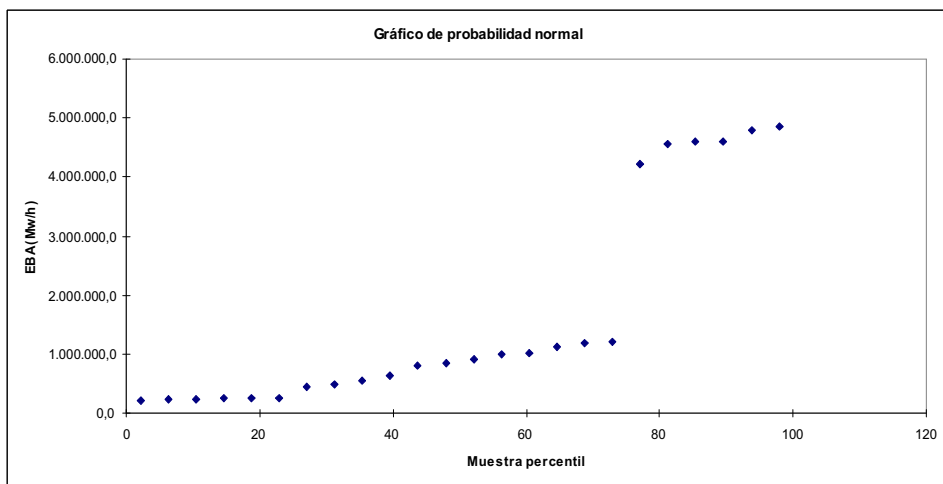
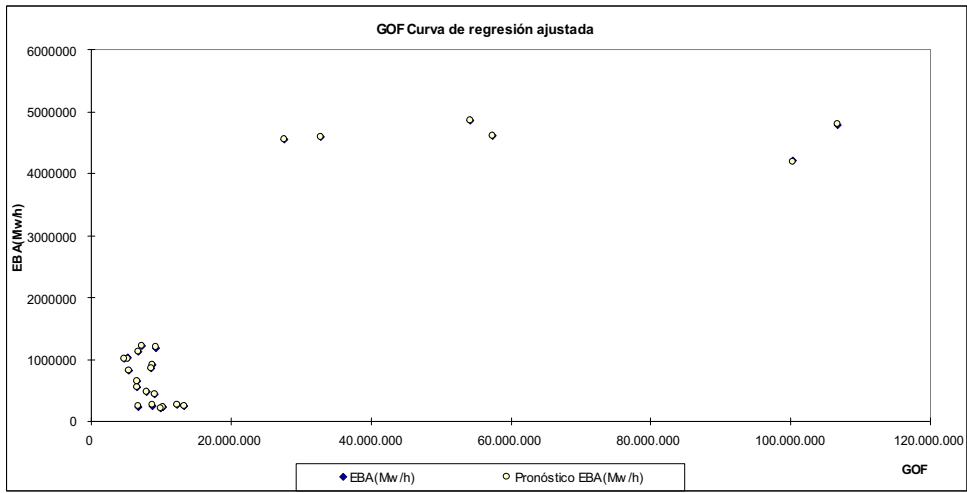
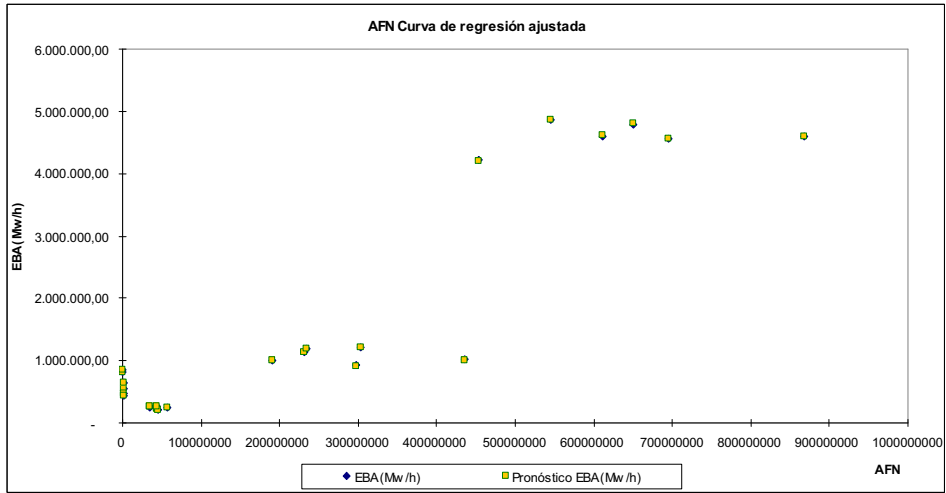
RESULTADOS DE PROBABILIDAD

<i>Percentil</i>	<i>EBA(Mw/h)</i>
2,083333333	211759,041
6,25	232322,315
10,41666667	237588,75
14,58333333	254924,212
18,75	255582,983
22,91666667	263796,282
27,08333333	435589,9
31,25	478567,555
35,41666667	547409,4
39,58333333	645491,3608
43,75	811090,7422
47,91666667	853752,3442
52,08333333	921889,6661
56,25	1001329,332
60,41666667	1022213,051
64,58333333	1129910,438
68,75	1188093,919
72,91666667	1217552,04
77,08333333	4213641
81,25	4557715
85,41666667	4596364
89,58333333	4607744
93,75	4783671
97,91666667	4865426

ANEXO No. 14

GRAFICOS DE REGRESIONES AJUSTADAS





BIBLIOGRAFÍA

LIBROS

- Josep Faus, FINANZAS ESTRUCTURALES Y ESTRATEGIAS FINANCIERAS, Biblioteca IESE de Gestión de Empresas, Universidad de Navarra, Barcelona, 1997.
- ROSS S, Westerfield R, Jordan B. *FUNDAMENTOS DE FINANZAS CORPORATIVAS*. Editorial McGraw Hill, 2001. México D.F.
- KETELHOHN, MARÍN, MONTIEL EDUARDO LUIS, Inversiones, Análisis de Inversiones Estratégicas, Grupo Editorial Norma, Colombia, 2004
- SIERRA Enrique, Economía Política del Desarrollo, Segunda Edición, Quito 1990
- MANKIW Gregory, Principios de Economía, Tercera Edición, McGrawHill, México 2006
- GUIZAR Montufar, Rafael; *Desarrollo Organizacional*; segunda edición; McGraw-Hill Interamericana; México D.F. 2004
- Apunte de Economía, Dirección General de Estudios, DIAGNOSTICO DEL SECTOR
- Microsoft ® Encarta ® 2007. © 1993--2006 Microsoft Corporation.
- Microsoft ® Encarta ® 2005. © 1993-2004 Microsoft Corporation.
- Canada, Jhon, William Sullivan y Jhon White. *Análisis de la inversión de capital para ingeniería y administración*. México, Prentice-Hall, 1997
- Kolb, Robert. *Inversiones*. México D.F, Limus Grupo Noriega Editores/Baldera, 1996
- Varios, HARVARD BUSINESS REVIEW. Gestión del Cambio, Ediciones Deusto, Editorial Planeta Colombiana. S.A Bogota. 2000.
- Catalogo Resumen de la generación eléctrica en el Ecuador, 2005 CONELEC
- Galindo, Edwin, ESTADISTICA para la Administración y la Economía, Quito 1999

INFORMES

- Informe Ejecutivo HIDROPAUTE, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006.
- Información Estadística Mensual del BCE No. 1812 de febrero 28 de 2003
- Proyecto OPET América Latina y Caribe, Informe Sintético - WP4 Ecuador Febrero 2005.
- Ecuador, Consejo Nacional de Electrificación, Plan Nacional de Electrificación, 2002-2011.
- Ecuador, Consejo Nacional de Electrificación, Plan Nacional de Electrificación, 2004-2013
- ELECTRICO ECUATORIANO, Apuntes de Economía No. 31, Elaborado por: Eric Neira y Edgar Ramos, Autorizado por: Lenin Parreño, Julio, 2003
- Información Estadística Mensual No.1813 del Banco Central del Ecuador de 31 de marzo de 2003.
- Feller-Rate CLASIFICADORA DE RIESGO Strategic Affiliate of Standard & Poor's INFORME DE CLASIFICACION EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. Agosto 2005. Chile

INTERNET

- Internet: David B. Hertz., Inversiones y riesgo; con acceso 03 de mayo de 2007; <http://www.zonaeconomica.com/inversion/riesgo>
- Internet: Rentabilidad; <http://www.contabilidad.tk/node/163>; con acceso 13 de Enero de 2008
- Internet: zona económica; con acceso 02 de mayo de 2007
<http://www.zonaeconomica.com/inversion/riesgo>
- Central Hidroeléctrica, http://es.wikipedia.org/wiki/Central_hidroelec%C3%91; acceso 15 de febrero de 2007
- Hidropaute, http://www.hidropaute.com/espanol/laempresa/emp_empresa.htm, con acceso 18 de diciembre de 2006

- Hidroagoyán, http://www.hidroagoyan.com/web/guest/acerca_de, con acceso 08 de enero de 2007
- Hidronación, <http://www.hidronacion.org/portal/index.php>, con acceso 12 de enero de 2007
- Qué son los fideicomisos, m <http://es.wikipedia.org/wiki/Fideicomiso>, con acceso 07 de febrero de 2007
- Inversiones temporales, <http://www.monografias.com/trabajos11/item/item.shtml>, con acceso 07 de febrero de 2007
- Proyecto hidroeléctrico Mazar, <http://www.conelec.gov.ec/pages/textos.php?menu=11&submenu=58>, con acceso 04 de marzo de 2007
- HERTZ David B., Estrategia de riesgo, <http://www.zonaeconomica.com/inversion/riesgo>, con acceso 23 de marzo de 2007.

