

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**CALCULO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION
APLICACION A UNA EMPRESA ELECTRICA**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELECTRICO**

WILSON ABDÓN HIDALGO GARZON

DIRECTOR: ING. MILTON TOAPANTA

Quito, 02, 2002

DECLARACIÓN

Yo , Wilson Abdón Hidalgo Garzón , declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis 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.



Wilson Abdón Hidalgo Garzón

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Wilson Abdón Hidalgo Garzón, bajo mi supervisión.



Ing. Milton Toapanta
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Agradezco al Ingeniero Milton Toapanta por su colaboración, en la elaboración de este proyecto.

A mi madre a quien le debo todo, por su sacrificio realizado para poder terminar mis estudios .

A mi esposa, por su colaboración y comprensión durante la elaboración de este proyecto.

A todos quienes fueron mis profesores.

CONTENIDO

RESUMEN	
INTRODUCCION	1
OBJETIVO	1
ALCANCE	1

CAPITULO 1

1. RECOPIACION DE INFORMACION	
1.1 PRESENTACION	2
1.2 CUADROS	
1.1 PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	4
1.2 CONSUMO DE CUMBUSTIBLE	5
1.3 BALANCE DE ENERGIA	6
1.4 PERDIDAS DE ENERGIA EN LAS DIFERENTES ETAPAS	7
1.5 NUMERO DE CLIENTES	8
1.6 PRECIOS MEDIOS DE ENERGIA	9
1.7 NUMERO TOTAL DE CLIENTES	10
1.8 ENERGIA FACTURADA A CLIENTES FINALES	11
1.9 PRECIOS MEDIOS DE ENERGIA	12
1.10 PRECIOS MEDIOS DE ENERGIA	13
1.11 CARACTERISTICAS TÉCNICAS DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN	16
1.12 PRECIOS EN EL MEM	17
1.13 PRECIOS PARA EL DISTRIBUIDOR EN EL MEN	18
1.14 PRECIOS MEDIOS A CLIENTES FINALES	19

CAPITULO 2

2. METODOLOGIA PARA LA DETERMINACION DEL VAD	20
2.1 DETERMINACION DE COSTOS POR NIVELES	20
2.2 COMPONENTES DEL COSTO	21
2.2.1.COSTOSDE INVERSION	25
2.2.2 ACTIVOSEN OPERACIÓN	25
2.2.3 PLAN DE OBRAS	28
2.2.4 ANUALIDADES	28
2.2.5 COSTOS DE OPERACIÓN YMANTENIMIENTO	28
2.2.6 COSTOS DE PERDIDAS	29
2.3 VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION	30
2.4 TASA DE DESCUENTO	32
2.5 CON EL 11.2% COMO TASA DE DESCUENTO	33

CAPITULO 3

3.1 APLICACIÓN A UNA EMPRESA ELECTRICA DE DISTRIBUCION	34
3.1.1 DETERMINACION DE COSTOS POR NIVELE	34
3.1.2 PLAN DE OBRAS 2000- 2001	38
3.1.3 ANUALIDADES	41
3.1.4 COSTOS DE OPERACIÓN YMANTENIMIENTO	41
3.1.5 COSTOS DE PERDIDAS	43
3.1.6 RESUMEN DE COSTOS	52
3.1.7 VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION	57
3.1.8 TASA DE DESCUENTO	59
3.2 VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION SECTOR URBANO	74

3.2.1 DETERMINACION DE COSTOS POR NIVELES	74
3.2.2 PLAN DE OBRAS 2000- 2001	77
3.2.3 ANUALIDADES	79
3.2.4 COSTOS DE OPERACIÓN YMANTENIMIENTO	79
3.2.5 COSTOS DE PERDIDAS	81
3.2.6 RESUMEN DE COSTOS	90
3.2.7 VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION	95
3.2.8 TASA DE DESCUENTO	97
3.3 VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION SECTOR RURAL	112
3.3.1 DETERMINACION DE COSTOS POR NIVELES	112
3.3.2 PLAN DE OBRAS 2000- 2001	114
3.3.3 ANUALIDADES	117
3.3.4 COSTOS DE OPERACIÓN YMANTENIMIENTO	117
3.3.5 COSTOS DE PERDIDAS	119
3.3.6 RESUMEN DE COSTOS	128
3.3.7 VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION SECTOR RURAL	133
3.3.8 TASA DE DESCUENTO	135

CAPITULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	150
4.1 COMENTARIOS	150
4.2 CONCLUSIONES	151
4.3 RECOMENDACIONES	152
BIBLIOGRAFIA	153

RESUMEN

Con el propósito de dar cumplimiento a lo establecido por la Ley del Régimen del sector Eléctrico, las Empresas Eléctricas tienen la obligación de preparar el estudio a fin de determinar el Valor Agregado de Distribución (VAD) , de su sistema eléctrico para un período determinado.

La aplicación del método consiste en:

Identificar las diferentes etapas del proceso de distribución , Líneas de Transmisión y Subtransmisión en alta tensión; estaciones de transformación en alta tensión, red primaria de media tensión; transformadores de distribución, red secundaria y acometidas y medidores.

Los costos totales divididos para la demanda máxima de cada etapa da como resultado el Valor Agregado de Distribución VAD por unidad de potencia y para cada nivel del sistema.

Se determina el Valor Agregado de Distribución para una Empresa Eléctrica , para todo su área de concesión, también se calcula el Valor Agregado de Distribución para el Sector Urbano y el Valor Agregado de Distribución para el sector Rural

los cálculos se realizan para una tasa de descuento del 0% y para una tasa de descuento del 11.2% que es establecida por el CONELEC. Obteniendo los siguientes resultados :

Del cálculo del VAD por sectores Urbano, Rural y Empresa (General), se desprende los siguientes resultados:

VAD DE ENERGIA ACUMULADO EN LSO SECUNDARIOS			
CON TASA DE DESCUENTO DEL 11.2 %			
SECTOR	2000	2001	2002
	\$ / kwh / mes	\$ / kwh / mes	\$ / kwh / mes
URBANO	0.0116	0.0341	0.0370
RURAL	0.0189	0.0673	0.0703
EMPRESA	0.0149	0.0474	0.0478
Fuente: Departamento de Planificación: Valor Agregado de Distribución 2000 - 2002			

Observándose la incidencia del sector rural sobre la tarifa general de la Empresa.

También se cuantifico los valores que tendría los diferentes sectores obteniéndose los siguientes valores:

VAD DE ENERGIA \$ / kwh / mes				
2001	TD = 0 %	TD = 11.2 %	TD = 0 %	TD = 11.2 %
	DIFERENCIA	DIFERENCIA	%	%
TOTAL / URBANO	0.0033	0.0133	22 %	28 %
TOTAL / RURAL	- 0.004	- 0.0199	- 27%	- 42%
RURAL / URBANO	0.012	0.0332	79 %	97 %

INTRODUCCION:

Con el propósito de dar cumplimiento a lo establecido por la ley de Régimen del Sector Eléctrico, se ha preparado el presente estudio, a fin de determinar el Valor Agregado de Distribución (VAD) para el sistema eléctrico de una empresa, para el período comprendido entre 2000 y el 2002. En su área de concesión, tanto para el sector urbano como para el sector rural.

En el desarrollo del estudio, se tienen en cuenta las disposiciones señaladas en el Reglamento para Fijación de Tarifas al Consumidor, elaborado por el CONELEC.

OBJETIVO

El objetivo de este trabajo, es determinar el Valor Agregado de Distribución que representa el sector urbano y rural, en el área de concesión de una empresa, y luego obtener el VAD total, que de acuerdo a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico debe ser presentado al CONELEC.

Se propone cálculos y procedimientos para la recolección de datos, que induzca un método adecuado de implementación de las tarifas sectorizadas.

ALCANCE

De acuerdo al reglamento de tarifas el VAD, en el caso de las Empresas Distribuidoras es único, sin embargo se ha creído conveniente, realizar un estudio que posibilite obtener un VAD. Para los sectores Urbano y Rural, cuantificar la incidencia del sector rural y posibilitar una tarifa sectorizada.

CAPITULO 1

RECOPIACIÓN DE INFORMACION

1.1 PRESENTACIÓN

Este documento presenta la información estadística a escala nacional y por Empresas de Distribución, de las siguientes variables de producción y consumo del mercado eléctrico ecuatoriano, correspondientes al año 2000:

- Generación de energía eléctrica
- Potencia instalada de generación
- Combustibles usados para generar electricidad
- Balance de energía, demanda máxima y factor de carga
- Pérdidas de energía
- Número de consumidores
- Energía vendida a los usuarios
- Valor facturado a los consumidores
- Precios medios de venta a clientes finales
- Principales datos de las empresas distribuidoras
- Información del Mercado Eléctrico Mayorista

A la vez, desde el 1 de abril de 1999 inició su funcionamiento, por decisión del Directorio del CONELEC, el Mercado Eléctrico Mayorista, MEM, que es administrado por el CENACE, quien decide el despacho horario de las centrales generadoras, en función de su menor costo marginal; y, liquida las transacciones

Se ha incluido también un resumen de los principales indicadores estadísticos nacionales anuales, que constaron en el boletín estadístico 1990 – 1998 ,1999 y 2000, publicados por el CONELEC.

La información presentada se fundamenta en los datos enviados al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, por las empresas eléctricas generadores, transmisora y distribuidoras; y, por el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE.

Las empresas eléctricas distribuidoras Galápagos, Riobamba, Sta Elena y Milagro, no enviaron correcciones de la información, por lo que varias cifras han tenido que ser ajustadas y corregidas por no contar aún con información definitiva. Caso similar con la empresa generadora Termoesmeraldas.

A fines del 2000 existían en el Ecuador 11 empresas eléctricas generadoras, una transmisora y 20 distribuidoras; de estas últimas 14 contaban con generación, pues aún no se escindían como manda la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y 2 de las empresas distribuidoras operan solo sistemas No Incorporados, por lo que no requieren escindir su generación.

El Directorio del CONELEC revocó el certificado de concesión como Generador del Mercado Eléctrico Mayorista a la empresa ENERGYCORP, a partir del 13 de marzo del año 2000.

No se incluyen datos del sistema Tena que está conectado a las redes de las empresa eléctrica Ambato, así como de los autogeneradores.

La Empresa Eléctrica Esmeraldas no presentó el detalle de las pérdidas en las diferentes etapas funcionales de su sistema, por lo que los valores porcentuales fueron tomados del estudio del Valor Agregado de Distribución para el año 2000 y ajustados con los valores mensuales de pérdidas. Adicionalmente se realizaron ajustes de los valores de pérdidas de las empresas Galápagos, Sta. Elena y Milagro.

CUADRO No 1.1

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN EL AÑO 2000									
Datos									
Empresa	Energía Disponible (MWh)	Energía Vendida a E.E. Distribuidoras (MWh)	Energía Facturada a Clientes Finales (MWh)	Pérdidas de Energía (MWh)	Pérdidas de Energía (%)	Demanda Máxima (MW)	Factor de Carga (%)	Promedio Anual de Clientes	Área de Concesión (km ²)
Ambato	272,277.61	14,852.00	219,693.69	37,731.92	13.86	60.63	51.13	131,000	40,805
Azogues	42,174.49		36,835.96	5,338.53	12.66	9.69	49.55	22,351	1,187
Bolívar	44,114.99	1,048.53	33,862.28	9,204.19	20.86	11.92	42.13	35,765	3,997
Centro Sur	490,726.12		440,056.10	50,670.02	10.33	101.10	55.26	200,700	28,962
Cotopaxi	177,719.95		144,486.82	33,233.13	18.70	38.07	53.14	68,036	5,556
El Oro	380,955.18		276,911.47	104,043.71	27.31	72.87	59.52	126,131	6,745
Emelec	2,981,747.97		2,253,741.26	728,006.71	24.42	530.27	64.01	335,676	1,399
Esmeraldas	245,090.00	-	190,829.90	54,260.10	22.14	47.97	58.17	52,937	15,366
Galápagos	14,468.65	-	12,865.66	1,603.00	11.08	3.93	41.91	4,384	7,942
Guayas-Los Ríos	748,118.71	2,604.29	502,974.37	242,538.05	32.42	134.08	63.52	131,535	10,511
Los Ríos	198,069.98		152,804.26	45,265.72	22.85	37.72	59.78	57,294	4,059
Manabí	672,369.70	646.32	467,851.47	203,871.91	30.32	127.24	60.16	164,422	16,865
Milagro	326,332.71	-	243,556.02	82,776.69	25.37	58.80	63.18	82,510	6,175
Norte	288,358.77		235,153.53	53,205.24	18.45	64.86	50.61	125,584	11,979
Quito	2,368,802.28		1,979,322.01	389,480.27	16.44	450.08	59.92	513,696	14,971
Riobamba	180,116.93		150,719.08	29,397.86	16.32	40.36	50.81	104,580	5,940
Sña Elena	243,015.58		189,257.78	53,757.80	22.12	54.90	50.39	57,693	6,774
Sto Domingo	218,647.66		166,553.66	52,094.00	23.83	45.32	54.92	75,349	6,574
Sucumbíos	57,930.01		39,390.73	18,539.29	32.00	15.38	42.88	19,161	37,842
Sur	148,141.07	63.66	122,245.20	25,832.21	17.44	35.38	47.67	96,150	22,721
Total	10,099,176.37	19,214.79	7,859,111.25	2,220,850.33	21.99	1,940.67	59.25	2,404,952	256,370

La Ambato no incluye el cantón Baños en el mes de enero por contingencia volcánica.
 La Centro Sur incluye el Sistema Eléctrico Morona Santiago y no incluye 10 589,95 MWh que fueron facturados por consumos rezagados en el mes de mayo
 La energía Vendida: Ambato al Sistema Tena
 Bolívar a Los Ríos
 Guayas-Los Ríos e Los Ríos
 Manabí a Esmeraldas
 Sur exporta a Perú

Dmax. No Coincidente

FUENTE: Estadísticas CONELEC

CONSUMO DE COMBUSTIBLE

CUADRO No 1.2

CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA EN EL AÑO 2000				
Tipo de Empresa	Empresa	Datos		
		FUEL OIL 6 Búnker (gal)	Diesel 2 (gal)	Nafta (gal)
Generadora	Ecuapower		1,496,558	
	Elecaastro	1,152,146	174,589	
	Electroecuador	19,532,149	7,151,399	
	Electroguayas	101,012,642	7,909,676	
	Electroquil		21,276,588	
	EnergyCorp			2,656,064
	Hidroagoyán			
	Hidronación			
	Hidropaute			
	Hidropucará			
	Termoesmeraldas	28,864,743	50,904	
	Termopichincha	4,767,605	716,886	
Total Generadora		155,329,285	38,776,599	2,656,064
Distribuidora	Ambato		112,313	
	Bolívar	-	12,210	-
	Centro Sur		256	
	Cotopaxi			
	El Oro		313,482	
	Esmeraldas		171,557	
	Galápagos		1,272,974	
	Guayas-Los Ríos		76,685	
	Los Ríos		283,390	
	Manabí		1,143,533	
	Miagro		194,106	
	Norte		69,045	
	Quito	4,806,278	923,497	
	Riobamba		820	
	Sta Elena		429,228	
	Sto Domingo		46,119	
	Sucumbíos		4,773,911	
	Sur		879,812	
Total Distribuidora		4,806,278	10,702,937	-
Total general		160,135,563	49,479,536	2,656,064

FUENTE: Estadísticas CONELEC

BALANCE DE ENERGIA, PERDIDAS, DEMANDA MAXIMA Y FACTOR DE CARGA DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

CUADRO No 1.3

BALANCE MENSUAL DE ENERGÍA Y PÉRDIDAS DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN EL AÑO 2000									
	Datos								
Mes	Energía Comprada al MEM (MWh)	Energía Comprada a E.E. Distribuidoras (MWh)	Comprada a Autoprodutores (MWh)	Energía Generada No Incorporada al MEM (MWh)	Energía Disponible (MWh)	Energía Vendida a E.E. Distribuidoras (MWh)	Energía Facturada a Clientes Finales (MWh)	Pérdidas de Energía (MWh)	Pérdidas de Energía (%)
Ene	822,672.70	1,674.93	5,231.13	7,442.47	837,021.23	1,623.30	647,379.71	188,018.23	22.46
Feb	796,248.13	1,609.24	4,429.77	6,989.48	809,276.62	1,519.77	641,146.38	166,610.47	20.59
Mar	849,818.64	514.96	6,925.36	7,540.84	864,799.79	1,597.46	655,813.68	207,388.65	23.98
Abr	828,600.46	485.84	10,189.61	7,220.45	846,496.37	1,508.50	654,545.93	190,441.94	22.50
May	850,828.15	464.80	13,571.64	7,282.88	872,147.46	1,627.07	669,581.45	200,938.95	23.04
Jun	798,044.83	414.24	13,709.17	6,969.10	819,137.34	1,536.00	659,516.97	158,084.37	19.30
Jul	801,145.89	449.03	13,158.27	7,287.26	822,040.45	1,608.38	659,194.23	161,237.84	19.61
Ago	812,926.19	429.97	15,135.93	7,250.45	835,742.54	1,644.17	639,956.97	194,141.40	23.23
Sep	801,143.29	450.55	13,242.38	7,130.79	821,967.02	1,562.92	646,748.55	173,655.54	21.13
Oct	839,937.16	453.07	11,179.27	7,782.34	859,351.83	1,664.05	658,620.50	199,067.28	23.16
Nov	818,429.94	497.63	5,959.13	7,755.93	832,642.64	1,692.43	654,618.51	176,331.71	21.18
Dic	861,881.56	584.40	8,279.84	7,807.28	878,553.08	1,630.75	671,988.38	204,933.95	23.33
Total	9,881,676.96	8,028.65	121,011.49	88,459.27	10,099,176.37	19,214.79	7,859,111.25	2,220,850.33	21.99

No se incluye en este balance **10 599,95 MWh** que fueron facturados por consumos rezagados en la empresa Centro Sur en el mes de mayo

PERDIDAS DE ENERGIA EN LAS DIFERENTES ETAPAS FUNCIONALES DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

CUADRO No 1.4

PÉRDIDAS MENSUALES DE ENERGIA EN LAS DIFERENTES ETAPAS FUNCIONALES POR EMPRESA DISTRIBUIDORA EN EL AÑO 2000																	
		Alta Tensión			Media Tensión			Baja Tensión				Total Técnicas		Total No Técnicas		Total	
Datos																	
Empresa	Mes	Energía Disponible (MWh)	S/E (MWh)	L/S (MWh)	S/E (MWh)	AMH. Primarios (MWh)	No Técnicas (MWh)	Transf. (MWh)	Perdas Secundarias (MWh)	Acometidas (MWh)	No Técnicas (MWh)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)
Total Ambato		272,277.61	-	3,293.61	1,589.52	4,583.21	-	7,815.51	9,936.86	4,104.58	6,468.63	31,263.29	11.48	6,468.63	2.38	37,731.92	13.86
Total Azogues		42,174.49	-	636.15	-	232.61	-	1,022.64	659.83	54.96	2,732.34	2,606.19	6.18	2,732.34	6.48	5,338.53	12.66
Total Bolívar		44,114.99	-	592.99	408.93	1,465.88	-	858.65	1,864.37	336.82	3,676.55	5,527.64	12.53	3,676.55	8.33	9,204.19	20.86
Total Centro Sur		490,726.12	-	4,622.71	2,146.07	4,891.57	5,563.96	7,509.94	5,890.42	3,004.07	17,041.28	28,064.78	5.72	22,605.24	4.61	50,670.02	10.33
Total Cotopaxi		177,719.95	-	1,759.43	1,759.43	7,144.34	1,368.44	3,501.08	3,003.47	1,084.09	13,612.85	18,251.84	10.27	14,981.29	8.43	33,233.13	18.70
Total El Oro		380,955.18	-	7,466.72	2,895.26	5,316.43	22,408.86	8,664.15	16,602.51	3,538.24	37,151.53	44,483.32	11.68	59,560.39	15.63	104,043.71	27.31
Total Emelec		2,981,747.97	-	20,653.03	6,655.79	36,079.15	47,409.79	77,227.27	104,659.35	17,294.14	418,028.18	262,568.74	8.81	465,437.97	15.61	728,006.71	24.42
Total Esmeraldas		245,090.00	-	1,102.91	3,529.30	2,450.90	10,832.98	2,401.88	7,083.10	-	26,859.04	16,568.08	6.76	37,692.02	15.38	54,260.10	22.14
Total Galápagos		14,468.65	-	-	3.21	12.82	11.22	32.06	20.84	16.03	1,506.82	84.96	0.59	1,518.04	10.49	1,603.00	11.08
Total Guayas-Los Rios		748,116.71	-	23,116.81	3,665.77	14,588.28	1,421.42	14,513.46	15,710.45	7,780.41	161,741.45	79,375.18	10.61	163,162.87	21.81	242,538.05	32.42
Total Los Rios		198,069.98	-	267.07	176.54	1,118.06	-	801.20	362.13	3,037.33	39,503.39	5,762.33	2.91	39,503.39	19.94	45,265.72	22.85
Total Manabí		672,369.70	-	25,873.60	9,126.41	11,060.88	-	18,661.50	16,694.48	4,699.23	117,755.81	86,116.10	12.81	117,755.81	17.51	203,871.91	30.32
Total Milagro		326,332.71	1,990.63	5,384.49	4,633.92	16,479.80	23,213.28	3,426.49	4,666.56	848.47	22,133.05	37,430.36	11.47	45,346.33	13.90	82,776.69	25.37
Total Norte		288,358.77	1,163.45	3,650.75	1,166.51	4,690.68	265.02	7,266.88	2,161.62	2,237.49	30,602.84	22,337.39	7.75	30,867.85	10.70	53,205.24	18.45
Total Quito		2,368,802.28	5,211.37	20,134.82	21,319.22	52,824.29	14,119.25	72,722.23	21,556.10	28,899.39	152,693.61	222,667.41	9.40	166,812.85	7.04	389,480.27	16.44
Total Riobamba		180,116.93	-	2,170.52	3,234.76	3,594.93	-	5,409.45	1,981.29	216.14	12,790.78	16,607.08	9.22	12,790.78	7.10	29,397.86	16.32
Total Sta Elena		243,015.58	-	1,519.84	2,938.83	3,732.74	-	5,700.27	1,986.58	-	37,879.54	15,878.26	6.53	37,879.54	15.59	53,757.80	22.12
Total Sto Domingo		218,647.71	-	1,409.87	1,294.31	5,870.63	9,822.90	3,674.92	3,582.47	-	26,438.90	15,832.20	7.24	36,261.80	16.58	52,094.00	23.83
Total Sucumbio		57,930.01	-	-	370.79	370.79	-	778.65	964.04	389.32	15,665.70	2,873.58	4.96	15,665.70	27.04	18,539.29	32.00
Total Sur		148,141.07	-	711.08	1,629.55	7,999.82	-	3,614.64	1,214.76	1,866.58	8,795.99	17,036.72	11.50	8,795.99	5.94	25,832.21	17.44
Total general		10,099,176.42	8,365.45	124,306.39	68,544.10	184,507.62	136,437.11	245,602.88	220,601.23	79,407.29	1,153,078.25	931,334.96	9.22	1,289,515.37	12.77	2,220,850.33	21.99

NUMERO DE ABONADOS, ENERGIA, VALOR FACTURADO Y PRECIOS MEDIOS DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

CUADRO No 1.5

NÚMERO TOTAL DE CLIENTES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN EL AÑO 2000													
Clientes	Mes												
Grupo de Tarifas	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio Anual
Residencial	2,065,651	2,074,049	2,080,093	2,086,195	2,092,531	2,099,675	2,103,183	2,108,645	2,116,095	2,124,216	2,133,096	2,140,175	2,101,967
Comercial	235,492	236,905	237,951	238,587	239,103	239,971	240,188	240,667	241,482	242,283	243,329	243,928	239,991
Industrial	28,786	28,939	29,027	29,093	29,222	29,383	29,510	29,603	29,740	29,873	30,062	30,209	29,454
A. Público	296	296	301	299	302	302	302	301	288	301	277	277	295
Otros	32,381	32,908	32,983	32,913	32,988	32,994	32,908	33,383	33,332	34,342	34,116	33,699	33,246
Total	2,362,606	2,373,097	2,380,355	2,387,087	2,394,146	2,402,325	2,406,091	2,412,599	2,420,937	2,431,015	2,440,880	2,448,288	2,404,952
El número de abonados de Alumbrado Público es superior al número de Municipios, debido a que algunas empresas eléctricas todavía mantienen la facturación A Público de ciudadelas que aún no han sido transferidas a los municipios; y, otras consideran menos clientes de alumbrado que municipios. La Empresa Eléctrica Ambato no incluye el cantón Baños en el mes de enero por contingencia volcánica													
ENERGIA TOTAL FACTURADA (kWh) A CLIENTES FINALES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN EL AÑO 2000													
Suma de Cont	Mes												
Grupo de Tarifas	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Residencial	239,324,352	239,216,159	239,356,744	238,981,116	247,512,437	233,024,267	227,641,925	222,225,544	221,452,906	224,978,457	225,615,136	234,686,473	2,794,015,516
Comercial	112,876,834	114,090,928	113,241,290	114,752,826	115,598,096	114,594,920	113,376,259	108,215,160	110,019,142	113,832,336	112,496,502	116,097,473	1,359,191,766
Industrial	165,987,174	166,474,930	179,290,724	179,040,152	186,084,148	184,800,619	185,118,325	182,393,107	195,141,931	190,814,167	189,004,549	192,128,609	2,196,278,435
A. Público	51,246,966	49,272,240	51,197,111	50,680,151	51,646,658	50,911,672	51,768,972	52,294,679	51,825,779	52,789,918	52,103,393	53,545,319	619,282,859
Otros	79,567,679	73,611,882	74,325,273	72,600,183	80,967,114	77,721,487	82,897,156	76,472,649	69,871,720	77,869,677	77,091,354	77,161,264	920,157,437
Total	649,003,005	642,666,139	657,411,142	656,054,429	681,808,453	661,052,964	660,802,636	641,601,139	648,311,479	660,284,556	656,310,934	673,819,138	7,888,926,011
La Empresa Eléctrica Ambato no incluye el cantón Baños en el mes de enero por contingencia volcánica													

CUADRO No1.6

PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES FINALES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN EL AÑO 2000													
Suma de pm Grupo de Tarifas	Mes												Medio
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Residencial	2.85	2.91	2.93	3.00	2.95	3.41	3.99	4.09	4.22	4.36	4.53	4.68	3.64
Comercial	1.93	1.99	1.98	1.99	2.00	2.99	4.46	4.69	4.87	4.87	5.00	5.15	3.48
Industrial	2.09	2.14	2.10	2.12	2.09	3.25	4.24	4.50	4.66	4.81	4.96	5.17	3.56
A.Público	2.97	3.04	3.00	2.94	2.98	3.68	4.33	4.46	4.61	4.73	5.20	5.23	3.94
Otros	2.26	2.30	2.09	2.16	2.19	2.94	3.97	4.50	5.45	4.38	6.02	5.88	3.67
Medio	2.43	2.48	2.45	2.48	2.47	3.26	4.16	4.39	4.83	4.61	4.96	5.08	3.82

La Empresa Eléctrica Ambato no incluye el cantón Baños en el mes de enero por contingencia volcánica.

FUENTE: Estadísticas CONELEC

CUADRO No 1.7

NÚMERO TOTAL DE CLIENTES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN EL AÑO 2000													
Clientes	Mes												
Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ambato	123,088	129,447	129,918	130,091	130,483	131,168	131,696	132,357	132,747	133,698	133,469	133,837	131,000
Azogues	21,801	21,851	21,866	22,079	22,299	22,316	22,449	22,586	22,635	22,739	22,782	22,813	22,351
Bolívar	35,554	35,560	35,564	35,586	35,585	35,632	35,641	35,688	35,933	36,036	36,306	36,089	35,765
Centro Sur	197,543	198,428	199,206	199,888	200,618	201,047	201,390	201,465	202,040	202,005	202,183	202,586	200,700
Cotopaxi	67,092	67,272	67,488	67,662	67,785	67,983	68,177	68,313	68,505	68,606	68,684	68,859	68,036
El Oro	119,737	120,162	125,559	125,690	126,147	126,682	127,154	127,753	128,021	128,418	128,878	129,370	126,131
Emelec	333,653	334,316	334,426	334,779	335,244	336,111	336,513	336,251	336,510	336,549	336,851	336,905	335,676
Esmeraldas	50,617	50,893	51,351	52,221	52,818	52,953	53,387	53,586	53,834	54,214	54,588	54,779	52,937
Galápagos	4,157	4,212	4,268	4,312	4,347	4,366	4,423	4,455	4,487	4,510	4,517	4,537	4,384
Guayas-Los R	135,428	134,111	130,394	130,326	130,290	130,491	129,861	130,518	131,271	131,487	131,926	132,312	131,535
Los Ríos	56,318	56,467	56,675	56,912	56,859	57,002	57,250	57,614	57,610	57,803	58,391	58,631	57,294
Manabí	161,651	162,016	162,285	162,944	163,487	164,183	164,608	165,047	165,275	166,291	167,300	167,982	164,422
Milagro	82,250	82,006	82,159	82,549	82,487	82,599	81,558	81,749	81,963	83,147	83,810	83,837	82,510
Norte	122,728	123,234	124,366	124,599	125,008	125,811	125,949	126,148	126,436	127,077	127,604	128,052	125,584
Quito	507,340	508,189	508,522	509,657	510,828	512,595	513,162	514,477	516,612	518,949	520,896	523,128	513,696
Riobamba	102,892	102,961	103,099	103,343	104,607	104,767	104,874	104,990	105,181	105,833	106,235	106,177	104,580
Sta Elena	56,618	56,905	57,188	57,290	57,489	57,745	57,921	57,978	58,000	58,123	58,309	58,747	57,693
Sto Domingo	72,279	72,734	73,296	73,887	74,168	74,604	75,262	75,945	76,817	77,652	78,507	79,031	75,349
Sucumbíos	18,441	18,518	18,581	18,750	18,831	18,992	18,992	19,189	19,741	19,575	20,054	20,271	19,161
Sur	93,419	93,817	94,144	94,522	94,766	95,258	95,824	96,490	97,319	98,303	99,590	100,345	96,150
Total	2,362,606	2,373,097	2,380,355	2,387,087	2,394,148	2,402,325	2,406,091	2,412,599	2,420,937	2,431,015	2,440,880	2,448,288	2,404,952

El número de abonados de Alumbrado Público es superior al número de Municipios, debido a que algunas empresas eléctricas todavía mantienen la facturación A Público de ciudades que aún no han sido transferidas a los municipios, y, otras consideran menos.
La Empresa Eléctrica Ambato no incluye el cantón Baños en el mes de enero por contingencia volcánica

CUADRO No 1.8

ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES FINALES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (kWh) EN EL AÑO 2000													
Suma de Consumo	Mes												
Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Ambato	18,595,302.00	18,785,190.00	19,895,570.00	19,238,614.00	19,675,401.00	19,247,290.00	19,361,912.00	19,645,128.00	19,343,869.00	20,119,077.00	20,472,932.00	20,185,389.00	234,545,694.00
Azoques	3,180,348.00	3,125,535.00	3,074,418.00	3,128,258.00	2,668,833.00	3,038,653.00	3,157,605.00	3,182,048.00	3,134,721.00	3,048,504.00	3,087,807.00	3,031,432.00	36,835,962.00
Bolívar	2,903,998.00	3,119,911.00	2,785,990.00	2,922,104.00	2,884,715.00	2,835,862.00	2,930,624.00	2,952,007.00	2,876,846.00	2,869,831.00	2,875,402.00	2,953,515.00	34,910,806.00
Centro Sur	33,416,278.00	34,282,410.00	35,865,904.00	36,590,886.00	46,132,654.56	38,036,283.05	38,442,470.90	38,734,985.86	35,182,680.88	38,340,773.15	37,335,711.28	38,295,016.64	450,656,054.14
Cotopaxi	10,908,854.00	12,822,420.00	13,281,205.00	12,877,091.00	12,210,086.00	11,128,275.00	11,292,887.00	11,882,370.00	11,885,801.00	11,822,822.00	12,176,571.00	11,998,337.00	144,486,819.00
El Oro	22,563,404.00	23,232,736.00	23,570,764.00	23,873,478.00	24,985,735.00	23,878,860.00	22,866,712.00	21,888,860.00	22,230,788.00	22,601,751.00	22,083,521.00	23,135,008.00	276,911,487.00
Emelec	186,539,451.00	194,627,006.00	191,278,617.00	188,726,921.00	199,462,421.00	196,167,666.00	185,718,433.00	177,461,386.00	181,584,049.00	182,136,687.00	182,231,857.00	187,784,732.00	2,253,741,246.00
Esmeraldas	13,649,070.00	14,378,900.00	15,259,232.00	15,495,633.00	15,292,569.00	15,816,306.00	16,119,514.00	16,524,433.00	16,867,891.00	15,923,723.06	17,381,258.00	18,121,372.00	190,629,901.06
Galápagos	1,095,877.00	1,093,176.00	1,104,386.00	1,105,692.00	1,130,189.00	1,109,300.00	1,000,719.00	982,121.00	1,046,704.00	996,966.00	1,040,842.00	1,147,683.00	12,885,656.00
Guayas-Los Ríos	42,834,373.00	40,807,762.00	42,893,255.00	42,625,328.00	43,577,437.00	40,515,880.99	40,509,873.00	40,496,010.00	43,302,970.00	43,757,728.00	42,281,289.00	41,976,752.00	505,578,657.99
Los Ríos	12,157,583.00	11,751,797.00	12,250,345.00	13,742,074.00	13,137,506.00	12,428,929.80	12,764,835.00	12,686,617.00	12,013,511.00	12,673,046.00	13,442,019.00	13,556,220.00	152,804,262.80
Manabí	36,945,232.24	39,521,140.64	37,548,632.08	39,158,039.81	36,555,016.96	39,046,202.54	39,189,519.17	36,816,628.61	37,439,397.45	40,201,659.54	40,681,134.81	41,415,188.39	468,497,792.24
Milagro	25,813,064.00	19,141,645.00	18,185,255.00	17,905,114.00	23,518,283.00	19,889,173.00	21,208,969.00	20,324,344.00	21,057,131.00	18,642,368.00	18,741,794.00	19,148,858.00	243,566,018.00
Norte	19,517,173.00	18,811,021.00	18,609,427.00	19,408,272.00	20,881,710.00	19,151,483.00	19,330,917.00	19,612,852.00	18,600,742.00	20,628,727.00	19,142,061.00	20,458,147.00	235,153,532.00
Quito	159,894,982.43	151,693,885.18	164,336,402.52	161,936,642.19	162,146,742.61	164,689,018.25	172,536,394.16	162,495,560.70	165,729,197.40	171,474,329.80	169,710,085.46	172,672,768.89	1,979,322,009.61
Riobamba	12,655,224.00	11,847,776.00	12,010,483.00	12,835,615.53	12,018,988.00	12,470,931.00	12,613,421.00	13,502,735.00	13,564,167.00	12,698,065.00	11,450,002.00	13,051,668.00	150,719,075.53
Sta Elena	16,890,597.00	16,828,848.00	18,111,597.00	16,600,079.00	15,888,333.00	14,979,398.00	14,547,447.00	14,725,835.00	14,431,647.00	14,627,191.00	14,842,502.00	16,784,309.00	189,257,783.00
Sto Domingo	13,721,120.00	13,790,251.00	13,236,671.00	14,354,274.00	14,398,487.00	13,560,709.00	13,923,223.00	14,060,072.00	14,103,887.00	13,749,920.00	13,864,014.00	13,961,033.00	166,553,661.00
Sucumbios	3,333,513.00	3,431,952.00	3,148,206.00	3,219,926.00	3,142,450.00	3,193,405.00	3,231,585.00	3,226,684.00	3,380,736.00	3,301,479.00	3,442,110.00	3,338,702.00	39,390,747.00
Sur	10,407,561.00	9,492,777.00	9,964,782.00	10,309,888.00	10,110,896.00	9,885,298.00	10,075,676.00	10,290,632.00	10,524,723.00	10,465,908.00	10,228,221.00	10,573,007.00	122,308,889.00
Total	649,063,094.67	642,666,138.83	667,411,141.60	656,054,429.53	691,808,453.14	661,052,963.83	660,802,636.23	641,801,139.17	648,311,478.54	660,284,555.55	656,310,933.16	673,619,137.93	7,889,926,011.36

El número de abonados de Alumbrado Público es superior al número de Municipios, debido a que algunas empresas eléctricas todavía mantienen la facturación A. Público de ciudades que aun no han sido transferidas a los municipios, y, otras consideran menos.

La Empresa Eléctrica Ambato no incluye el Cerdón Baños en el mes de enero por contingencia vialitaria.

CUADRO No1.9

PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA A CLIENTES FINALES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (USD Cent./kWh) EN EL AÑO 2000													
Suma de PM	Mes												
Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Ambato	3.26	3.22	3.06	3.10	3.07	4.43	4.61	4.85	5.00	5.43	6.15	6.21	4.39
Azogues	3.31	3.28	3.33	3.32	3.42	4.82	4.98	5.18	5.36	5.60	5.81	6.03	4.54
Bolívar	3.49	3.46	3.40	3.40	3.54	3.95	4.97	5.13	5.31	5.28	5.61	5.66	4.43
Centro Sur	2.72	2.73	2.72	2.72	2.69	4.30	4.43	4.56	4.83	5.01	5.33	5.43	3.96
Cotopaxi	3.13	3.01	2.94	2.97	2.99	4.75	5.25	5.09	5.24	5.85	5.98	6.16	4.42
El Oro	2.80	3.01	3.00	3.02	3.00	2.99	4.66	4.72	4.92	5.17	5.28	5.46	3.98
Emelec	1.78	1.81	1.83	1.85	1.83	2.39	3.45	3.62	3.73	3.84	3.93	4.15	2.83
Esmeraldas	3.56	3.53	3.43	3.40	3.23	5.26	5.50	5.61	5.70	6.04	6.73	6.67	4.97
Galápagos	2.61	2.60	2.59	2.58	2.59	4.22	4.39	4.42	4.56	4.67	4.83	5.18	3.75
Guayas-Los	3.32	3.16	2.83	2.84	3.15	4.42	4.77	5.57	6.04	6.23	7.84	7.42	4.80
Los Ríos	2.97	3.00	3.01	3.02	3.01	4.82	4.68	5.13	5.12	5.34	4.11	4.15	4.03
Manabí	2.95	3.19	3.14	3.16	3.11	3.13	5.01	4.98	5.16	5.29	5.63	5.91	4.23
Milagro	2.35	2.89	2.72	3.14	3.02	3.35	5.11	5.37	7.90	2.60	5.59	5.69	4.13
Norte	2.88	2.88	2.88	3.35	2.82	4.25	4.50	4.77	4.95	5.08	5.36	5.51	4.10
Quito	2.14	2.22	2.19	2.17	2.20	2.64	3.79	4.01	4.14	4.22	4.40	4.55	3.25
Riobamba	2.94	2.94	2.94	2.89	2.68	4.32	4.41	4.57	4.66	4.81	5.22	5.19	3.98
Sta Elena	2.90	2.99	2.98	3.00	2.96	4.99	5.21	5.34	5.52	5.72	5.91	6.02	4.39
Sto Domingo	2.92	2.88	2.98	2.94	2.89	4.66	4.83	5.05	5.12	5.29	5.52	5.64	4.23
Sucumbios	3.60	3.66	4.21	3.64	3.61	5.45	5.51	5.78	6.00	6.19	6.50	6.66	5.08
Sur	3.36	3.40	3.39	3.51	3.34	4.58	4.73	4.93	5.14	5.25	5.49	5.60	4.41
Total	2.43	2.48	2.45	2.48	2.47	3.26	4.16	4.39	4.63	4.61	4.96	5.08	3.62

FUENTE: Estadísticas CONELEC

CUADRO No 1.10

PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA A CLIENTES FINALES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (USD Cent./kWh) EN EL AÑO 2000														
Suma de PM		Mes												
Empresa	Grupo de Tarifas	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Ambato	Residencial	3.59	3.63	3.61	3.63	3.61	3.73	3.83	3.93	4.09	4.28	4.99	5.15	4.01
	Comercial	2.37	2.38	2.37	2.36	2.37	4.71	4.78	4.81	5.05	5.17	5.55	5.68	3.98
	Industrial	3.08	2.98	2.90	2.93	2.91	5.94	6.19	6.39	6.65	6.92	7.11	7.25	5.18
	A.Público	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	4.41	4.58	4.76	4.95	5.15	5.36	5.57	4.32
	Otros	3.28	3.02	2.34	2.37	2.36	3.63	4.10	4.85	4.75	6.34	8.32	7.80	4.51
Total Ambato		3.26	3.22	3.06	3.10	3.07	4.43	4.61	4.85	5.00	5.43	6.15	6.21	4.39
Azogues	Residencial	3.75	3.77	3.76	3.76	3.75	4.03	4.21	4.37	4.57	4.78	4.96	5.15	4.24
	Comercial	2.37	2.37	2.39	2.37	2.39	4.62	4.70	4.86	5.03	5.27	5.22	5.51	3.90
	Industrial	2.54	2.48	2.57	2.55	2.81	5.06	5.21	5.39	5.52	5.88	6.12	6.33	4.42
	A.Público	5.59	5.77	5.34	5.61	4.69	7.83	8.07	8.56	8.88	8.63	9.19	9.35	7.31
	Otros	2.01	2.04	2.05	2.10	2.08	3.76	3.73	3.84	4.08	4.39	4.63	4.72	3.26
Total Azogues		3.31	3.28	3.33	3.32	3.42	4.82	4.98	5.18	5.36	5.60	5.81	6.03	4.54
Bolívar	Residencial	3.74	3.68	3.71	3.74	3.93	4.16	4.99	4.87	5.16	5.08	5.41	5.51	4.49
	Comercial	2.47	2.55	2.47	2.46	2.48	2.74	4.37	5.32	4.70	4.83	4.98	5.10	3.73
	Industrial	3.64	3.67	3.48	3.38	3.84	3.67	6.43	6.89	6.93	7.18	7.43	7.67	5.48
	A.Público	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	4.67	5.23	5.43	5.65	5.88	6.11	6.36	4.78
	Otros	3.13	3.17	2.54	2.47	2.64	2.83	4.72	5.20	5.78	5.27	5.91	5.38	4.10
Total Bolívar		3.49	3.46	3.40	3.40	3.54	3.95	4.97	5.13	5.31	5.28	5.61	5.66	4.43
Centro Sur	Residencial	3.23	3.21	3.19	3.18	3.07	3.90	3.99	4.12	4.36	4.63	4.68	4.84	3.85
	Comercial	2.29	2.28	2.26	2.26	2.21	4.71	4.81	4.88	5.18	5.27	5.38	5.76	3.90
	Industrial	2.40	2.40	2.39	2.41	2.35	4.69	4.87	4.94	5.26	5.38	6.07	6.05	4.18
	A.Público	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	4.19	4.36	4.54	4.72	4.91	5.11	5.31	4.03
	Otros	1.88	1.96	1.92	1.78	2.04	4.11	4.37	4.32	4.76	4.78	4.94	5.09	3.41
Total Centro Sur		2.72	2.73	2.72	2.72	2.69	4.30	4.43	4.56	4.83	5.01	5.33	5.43	3.96
Cotopaxi	Residencial	3.78	3.74	3.76	3.74	3.74	4.45	4.54	4.98	4.95	5.14	5.22	5.28	4.44
	Comercial	2.48	2.49	2.48	2.50	2.48	4.93	5.06	5.14	5.30	5.48	5.76	5.68	4.17
	Industrial	2.82	2.68	2.63	2.86	2.71	4.81	5.76	5.10	5.34	6.31	6.48	6.76	4.42
	A.Público	3.46	3.66	3.35	3.37	3.29	5.21	5.33	5.62	5.70	5.80	6.23	6.48	4.79
	Otros	2.67	2.78	2.57	2.69	2.62	4.76	4.70	4.90	5.05	5.60	5.48	5.61	4.19
Total Cotopaxi		3.13	3.01	2.94	2.97	2.99	4.75	5.25	5.09	5.24	5.85	5.98	6.16	4.42
El Oro	Residencial	3.01	3.36	3.37	3.39	3.40	3.36	4.02	4.16	4.27	4.47	4.59	4.81	3.83
	Comercial	2.34	2.43	2.41	2.42	2.41	2.41	5.08	4.89	5.30	5.79	5.60	5.72	3.81
	Industrial	2.51	2.65	2.56	2.55	2.53	2.56	5.12	5.30	5.51	5.64	5.90	6.08	4.05
	A.Público	3.13	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	4.58	4.73	4.95	5.15	5.34	5.56	4.19
	Otros	2.81	2.91	3.01	3.01	2.89	2.89	5.89	5.88	6.05	6.26	6.50	6.57	4.53
Total El Oro		2.80	3.01	3.00	3.02	3.00	2.99	4.66	4.72	4.92	5.17	5.28	5.46	3.98
Emelec	Residencial	2.27	2.33	2.37	2.40	2.40	2.64	3.76	3.89	4.00	4.10	4.23	4.40	3.16
	Comercial	1.53	1.58	1.58	1.59	1.59	2.11	4.03	4.27	4.34	4.44	4.51	4.66	2.97
	Industrial	1.50	1.52	1.52	1.56	1.53	2.53	3.19	3.33	3.46	3.60	3.73	3.89	2.63
	A.Público	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	3.10	3.24	3.37	3.50	3.64	3.78	3.93	3.05
	Otros	1.30	1.35	1.40	1.38	1.24	1.70	2.38	2.54	2.66	2.60	2.59	3.15	2.03
Total Emelec		1.78	1.81	1.83	1.85	1.83	2.39	3.45	3.62	3.73	3.84	3.93	4.15	2.83
Esmeraldas	Residencial	4.58	4.49	4.34	4.23	3.79	4.92	5.12	5.15	5.19	5.43	7.66	7.08	5.18
	Comercial	3.35	3.32	3.34	3.23	2.98	6.28	6.86	6.81	6.96	7.09	7.27	7.32	5.40
	Industrial	3.18	3.09	3.16	3.17	2.98	5.67	6.52	6.28	6.75	7.17	7.20	7.40	5.28
	A.Público	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	4.27	4.44	4.61	4.80	4.99	5.19	5.39	4.09
	Otros	2.82	2.95	2.86	2.88	2.85	5.36	5.36	5.65	5.59	6.14	6.18	6.27	4.80
Total Esmeraldas		3.56	3.53	3.43	3.40	3.23	5.26	5.50	5.61	5.70	6.04	6.73	6.67	4.97

FUENTE: Estadísticas CONELEC

PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA A CLIENTES FINALES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (USD Cent./kWh) EN EL AÑO 2000														
Suma de PM		Mes												
Empresa	Grupo de Tarifas	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Galápagos	Residencial	2.99	2.99	2.99	2.98	3.00	3.69	4.03	3.91	4.10	4.16	4.30	4.60	3.65
	Comercial	2.17	2.18	2.17	2.17	2.17	4.84	4.84	4.97	5.12	5.23	5.39	5.95	3.86
	Industrial	3.29	2.76	2.68	2.47	2.46	4.05	3.96	4.13	4.16	4.31	4.69	5.05	3.69
	A.Público	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95	3.82	3.98	4.14	4.31	4.48	4.66	4.85	3.75
	Otros	2.23	2.23	2.24	2.21	2.21	4.69	4.86	4.98	5.08	5.27	5.48	5.60	3.80
Total Galápagos		2.61	2.60	2.59	2.58	2.59	4.22	4.39	4.42	4.56	4.67	4.83	5.18	3.75
Guayas-Los Ríos	Residencial	3.40	3.37	3.36	3.42	4.07	5.15	5.16	5.16	5.40	5.47	5.52	5.78	4.55
	Comercial	2.60	2.60	2.57	2.52	3.27	5.35	5.65	6.05	6.34	6.20	6.13	6.36	4.63
	Industrial	2.80	2.81	2.80	2.70	2.84	5.49	5.74	7.16	7.19	6.51	6.54	6.64	4.94
	A.Público	3.35	3.31	3.31	3.31	3.31	4.59	4.77	4.97	5.17	5.37	5.54	5.71	4.39
	Otros	3.73	3.29	2.34	2.34	2.48	2.80	3.63	5.04	6.00	6.76	###	9.92	5.05
Total Guayas-Los Ríos		3.32	3.16	2.83	2.84	3.15	4.42	4.77	5.57	6.04	6.23	7.84	7.42	4.80
Los Ríos	Residencial	3.38	3.41	3.42	3.45	3.40	4.34	4.21	4.64	4.29	4.64	3.40	3.41	3.81
	Comercial	2.27	2.27	2.27	2.29	2.52	5.07	5.17	5.33	5.31	5.45	4.01	4.03	3.79
	Industrial	2.63	2.71	2.68	2.61	2.56	5.29	5.52	5.74	6.03	6.15	4.77	4.80	4.29
	A.Público	3.31	3.31	3.31	3.31	3.31	4.29	4.82	5.10	5.31	5.51	5.73	5.96	4.47
	Otros	2.51	2.48	2.48	2.51	2.79	5.80	4.38	5.69	5.84	5.83	4.41	4.43	4.30
Total Los Ríos		2.97	3.00	3.01	3.02	3.01	4.82	4.68	5.13	5.12	5.34	4.11	4.15	4.03
Manabí	Residencial	3.16	3.44	3.45	3.44	3.42	3.45	4.10	4.17	4.23	4.54	4.80	4.94	3.94
	Comercial	2.52	2.67	2.62	2.66	2.62	2.61	5.42	5.32	5.68	5.06	6.02	6.20	4.16
	Industrial	2.69	2.97	2.88	2.81	2.81	2.85	5.70	5.99	6.11	6.24	5.67	6.55	4.39
	A.Público	3.44	3.63	3.40	3.51	3.44	3.45	4.85	4.42	4.70	5.04	5.90	6.01	4.32
	Otros	2.40	2.55	2.71	2.76	2.65	2.65	6.35	6.44	6.67	6.60	6.80	7.22	4.69
Total Manabí		2.95	3.19	3.14	3.16	3.11	3.13	5.01	4.98	5.16	5.29	5.63	5.91	4.23
Milagro	Residencial	3.37	3.53	3.66	4.42	3.66	4.03	4.08	4.31	4.48	4.63	4.86	4.99	4.16
	Comercial	2.54	2.64	2.83	2.69	2.68	3.39	4.93	5.29	7.96	5.60	5.80	5.93	4.45
	Industrial	2.43	2.56	2.61	2.54	2.55	2.55	5.13	5.22	4.98	5.67	5.87	6.08	4.18
	A.Público	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	4.70	4.88	5.07	5.23	5.42	5.30	4.23
	Otros	1.50	2.67	0.62	2.50	3.12	4.08	6.80	7.44	-5.0	-29.8	6.17	5.59	3.59
Total Milagro		2.35	2.89	2.72	3.14	3.02	3.35	5.11	5.37	7.90	2.60	5.59	5.69	4.13
Norte	Residencial	3.29	3.30	3.30	3.97	3.30	3.45	3.99	4.17	4.33	4.45	4.77	4.76	3.92
	Comercial	2.23	2.22	2.22	2.54	2.22	4.62	4.86	4.99	5.25	5.30	5.43	5.71	3.95
	Industrial	2.56	2.58	2.57	2.58	2.46	5.13	5.14	5.57	5.89	5.94	6.30	6.52	4.47
	A.Público	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	4.16	4.32	4.49	4.67	4.86	5.05	5.25	4.07
	Otros	2.23	2.21	2.23	4.16	2.21	4.31	4.47	4.69	4.91	4.98	5.19	5.38	3.91
Total Norte		2.88	2.88	2.88	3.35	2.82	4.25	4.50	4.77	4.95	5.08	5.36	5.51	4.10
Quito	Residencial	2.43	2.49	2.49	2.49	2.49	3.06	3.66	3.63	3.77	3.87	3.99	4.19	3.21
	Comercial	1.85	1.92	1.90	1.92	1.91	2.75	4.17	4.47	4.53	4.63	4.79	4.92	3.35
	Industrial	1.89	2.02	1.93	1.95	1.94	2.04	3.66	4.08	4.20	4.35	4.50	4.72	3.18
	A.Público	2.36	2.36	2.50	2.14	2.44	2.93	3.92	4.34	4.32	4.18	4.89	4.69	3.45
	Otros	1.97	2.06	2.02	2.07	2.05	2.46	3.93	4.22	4.56	4.47	4.59	4.67	3.22
Total Quito		2.14	2.22	2.19	2.17	2.20	2.64	3.79	4.01	4.14	4.22	4.40	4.55	3.25

FUENTE: Estadísticas CONELEC

PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA A CLIENTES FINALES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (USD Cent./kWh) EN EL AÑO 2000														
Suma de PM		Mes												
Empresa	Grupo de Tarifas	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Riobamba	Residencial	3.46	3.46	3.44	3.46	3.46	3.94	3.95	4.22	4.28	4.34	4.67	4.85	3.95
	Comercial	2.33	2.40	2.38	2.34	2.33	4.36	4.49	4.78	4.69	4.92	5.07	5.24	3.73
	Industrial	2.45	2.46	2.47	2.42	1.58	4.81	4.93	5.03	5.25	5.54	6.08	6.02	4.25
	A.Público	3.00	3.09	3.09	3.09	3.02	4.00	4.06	4.00	4.00	4.00	5.33	4.00	3.73
	Otros	2.23	2.19	2.23	2.22	2.11	4.85	5.07	5.07	5.12	5.51	5.61	6.05	3.88
Total Riobamba		2.94	2.94	2.94	2.89	2.68	4.32	4.41	4.57	4.66	4.81	5.22	5.19	3.98
Sta Elena	Residencial	3.28	3.40	3.40	3.38	3.40	4.68	4.88	4.99	5.06	5.15	5.29	5.50	4.27
	Comercial	2.54	2.59	2.53	2.54	2.60	5.36	5.52	5.67	5.84	5.94	6.15	6.30	4.33
	Industrial	2.61	2.65	2.60	2.70	2.65	5.30	5.65	5.90	6.10	6.28	6.47	6.68	4.54
	A.Público	3.26	3.26	3.26	3.26	3.26	4.52	4.71	4.88	5.07	5.29	5.48	5.68	4.35
	Otros	2.53	2.59	2.65	2.63	2.64	4.99	5.04	4.88	5.27	5.94	6.43	5.76	4.42
Total Sta Elena		2.90	2.99	2.98	3.00	2.96	4.99	5.21	5.34	5.52	5.72	5.91	6.02	4.39
Sto Domingo	Residencial	3.30	3.33	3.33	3.32	3.33	4.18	4.26	4.63	4.53	4.71	4.93	4.98	4.07
	Comercial	2.44	2.44	2.45	2.45	2.45	5.04	5.25	5.32	5.44	5.50	5.72	5.89	4.18
	Industrial	2.67	2.56	2.66	2.63	2.57	5.25	5.45	5.59	5.95	6.10	6.54	6.77	4.54
	A.Público	3.19	3.07	3.20	3.19	3.19	4.14	4.31	4.48	4.66	4.80	5.04	5.24	4.07
	Otros	2.54	2.57	3.51	2.61	2.52	5.04	5.41	5.38	5.69	5.94	6.05	6.17	4.51
Total Sto Domingo		2.92	2.88	2.98	2.94	2.89	4.66	4.83	5.05	5.12	5.29	5.52	5.64	4.23
Sucumbios	Residencial	4.44	4.42	4.46	4.44	4.44	4.74	4.89	5.06	5.29	5.40	5.69	5.88	4.94
	Comercial	2.89	2.89	2.90	2.87	2.87	5.47	5.57	5.74	5.90	6.04	6.28	6.44	4.67
	Industrial	3.87	3.66	4.00	3.88	3.90	7.98	8.28	8.28	8.64	8.75	9.38	9.84	6.75
	A.Público	4.29	4.70	3.95	4.33	4.03	6.49	6.37	6.65	7.35	7.01	8.01	7.64	5.92
	Otros	2.42	2.50	6.48	2.47	2.36	4.56	4.23	4.99	5.17	5.45	5.69	5.92	4.35
Total Sucumbios		3.60	3.66	4.21	3.64	3.61	5.45	5.51	5.78	6.00	6.19	6.50	6.66	5.08
Sur	Residencial	3.85	3.81	3.80	4.05	3.71	4.27	4.41	4.57	4.77	4.95	5.14	5.29	4.39
	Comercial	2.30	2.49	2.48	2.48	2.48	4.79	4.90	5.04	5.34	5.24	5.34	5.48	4.04
	Industrial	3.27	3.37	3.29	3.08	3.03	5.33	5.63	5.80	5.97	6.10	6.60	6.70	4.93
	A.Público	3.58	3.58	3.58	3.58	3.58	5.01	5.20	5.40	5.63	5.84	6.09	6.33	4.81
	Otros	2.49	2.54	2.52	2.52	2.56	4.77	4.96	5.32	5.51	5.45	5.95	5.70	4.22
Total Sur		3.36	3.40	3.39	3.51	3.34	4.58	4.73	4.93	5.14	5.25	5.49	5.60	4.41
Total		2.43	2.48	2.45	2.48	2.47	3.26	4.16	4.39	4.63	4.61	4.96	5.08	3.62

La Empresa Eléctrica Ambato no incluye el cantón Baños en el mes de enero por contingencia volcánica.
La Empresa Eléctrica Centro Sur incluye el Sistema Eléctrico Morona Santiago (SEMS)
No se incluye información del Sistema Tena

FUENTE: Estadísticas CONELEC

CARACTERISTICAS TECNICAS DELAS EMPRESAS DE DISTRIBUCION

CUADRO No 1.11

RESUMEN DE DATOS TÉCNICOS DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN A DICIEMBRE DE 2000								
EMPRESAS DISTRIBUIDO RAS	Líneas Subtransmisión (km)	Subestaciones de Distribución OA (MVA)	Redes de Media Tensión (km)	Transformadores de Distribución (MVA)		Redes de Baja Tensión (km)	Luminarias	
				Empresa	Particular		Número	Potencia (kW)
Ambato	125.58	119.75	2,011.27	85.66	123.13	5,557.51	25,321	4,174
Azogues	21.03	1.00	476.28	3.81	16.13	1,321.30	4,783	795
Bolívar	59.00	14.00	1,256.67	1.11	16.41	332.26	8,695	1,887
Centro Sur	137.94	220.10	4,521.60	117.18	166.34	7,301.26	38,481	7,211
Cotopaxi	192.60	54.25	2,443.00	-	64.11	2,479.00	14,777	2,478
El Oro	136.96	106.00	2,472.10	20.99	158.17	3,648.49	41,706	7,223
Emelec	169.85	466.00	1,746.51	703.17	632.03	9,714.26	81,284	18,110
Esmeraldas	238.00	75.25	1,017.20	60.96	45.06	705.12	21,386	4,153
Galápagos	-	ND	140.96	1.60	7.43	64.40	1,145	234
Guayas-Los Ríos	357.40	180.50	2,446.59	-	272.93	1,458.68	30,628	6,140
Los Ríos	97.50	38.75	1,315.18	31.31	57.33	737.52	11,537	2,846
Manabí	453.40	145.25	7,450.13	0.26	159.22	4,877.56	99,773	25,062
Milagro	236.00	117.63	1,808.60	-	63.91	748.90	14,291	2,397
Norte	273.90	97.25	3,122.17	-	132.78	1,689.04	40,768	4,027
Quito	248.55	733.39	5,101.50	-	1,320.63	5,403.50	132,633	19,765
Riobamba	141.48	73.09	2,585.40	-	111.43	4,732.51	17,852	2,878
Sta. Elena	161.00	75.00	1,870.24	-	102.49	1,020.97	19,701	3,573
Sto. Domingo	139.46	65.75	2,558.59	27.11	108.62	1,004.63	14,907	2,539
Sucumbios	93.00	24.50	822.85	8.85	16.94	877.41	4,967	709
Sur	245.31	55.63	4,382.41	2.32	111.19	520.50	25,226	4,431
TOTALES:	3,527.96	2,643.08	49,549.25	1,064.33	3,686.26	54,194.82	649,861	120,634

ND no disponible

No se incluye información del Sistema Tena

Centro Sur Incluye el SEMS

FUENTE: Estadísticas CONELEC

CUADRO No 1.12

**ENERGÍA VENDIDA Y PRECIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA POR EMPRESA
EN EL AÑO 2000**

Año	2000					
Mes	(Todas)					
Datos						
Tipo de Empresa	Empresa	Energía Total Remunerada (kWh)	Energía Vendida en el M.Ocasional (kWh)	Energía entregada por el S.N.I. Para consumo de Auxiliares (kWh)	Facturación Total en el M.Ocasional (USD)	Precio Medio en el M.Ocasional (USD Cent/kWh)
Generadora	Ecuapower	14,233,491.12	14,164,725.12	10,643,404.44	5,185,795.69	36.61
	Elecaastro	230,498,038.21	175,985,849.91	-	4,892,613.87	2.78
	Electroecuador	285,833,850.61	285,833,850.61	-	23,697,419.40	8.29
	Electroguayas	1,481,259,110.12	1,220,970,221.89	3,714,902.95	65,958,900.76	5.40
	Electroquil	296,008,390.89	296,008,390.89	4,395,050.00	28,924,018.11	9.77
	Energycorp	27,672,603.25	27,672,603.25	309,493.93	1,619,510.61	5.85
	Hidroagoyán	1,020,935,670.68	854,777,065.08	170,300.00	20,578,751.47	2.41
	Hidronación	545,435,345.42	545,435,345.42	-	33,009,380.51	6.05
	Hidropaute	4,792,847,012.31	4,477,480,769.38	-	86,833,615.62	1.94
	Hidropucará	223,999,897.00	199,364,139.02	-	9,882,941.53	4.96
	Termoesmeraldas	418,619,125.33	311,727,453.17	3,508,451.50	18,135,449.35	5.82
	Termopichincha	85,702,861.20	64,809,558.14	9,911,275.97	6,469,011.26	9.98
Total Generadora	9,423,045,396.14	8,474,229,971.88	32,652,878.79	305,187,408.20	3.60	
Distribuidora	Ambato	16,787,050.55	16,787,050.55	-	463,583.57	2.76
	Bolívar	9,285,203.07	9,285,203.07	-	276,605.51	2.98
	Cotopaxi	46,678,346.01	46,678,346.01	-	1,288,099.91	2.76
	El Oro	3,347,600.29	3,347,600.29	-	602,077.08	17.99
	Esmeraldas	2,107,829.32	2,107,829.32	-	444,469.06	21.09
	Los Ríos	3,336,240.13	3,336,240.13	-	383,736.69	11.50
	Manabí	15,436,659.48	15,436,659.48	-	1,800,422.12	11.66
	Milagro	2,352,068.18	2,352,068.18	-	472,237.02	20.08
	Norte	53,303,844.51	53,303,844.51	-	2,092,197.38	3.93
	Quito	578,160,527.30	578,160,527.30	-	24,630,513.95	4.26
	Riobamba	95,669,312.91	95,669,312.91	-	3,062,592.93	3.20
	Sta Elena	9,365,472.65	9,365,472.65	-	1,123,703.09	12.00
	Sto Domingo	565,854.12	565,854.12	-	83,047.21	14.68
	Sur	27,407,534.03	27,407,534.03	-	2,101,552.20	7.67
Total Distribuidora	863,803,542.55	863,803,542.55	-	38,824,837.69	4.49	
Total general	10,286,848,938.69	9,338,033,514.43	32,652,878.79	344,012,245.89	3.68	

FUENTE: Estadísticas CONELEC

CUARO No 1.13

ENERGÍA COMPRADA Y PRECIOS PARA EL DISTRIBUIDOR EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA EN EL AÑO 2000

Año	2000							
	Datos							
Empresa	Energía Total Recibida (kWh)	Energía Comprada en el M.Ocasional (kWh)	Pago del Distribuidor en el M.Ocasional (USD)	Precio Medio en el M.Ocasional (USD Cent./kWh)	Energía Comprada por Contratos (kWh)	Pago del Distribuidora por Contratos (USD)	Precio Medio de Contratos (USD Cent/kWh)	Precio Medio Total (USD Cent/kWh)
Ambato	272,164,388.60	229,745,063.01	9,716,985.54	4.23	43,629,220.83	1,197,008.43	2.74	3.99
Azogues	41,460,530.14	35,327,018.15	1,501,597.09	4.25	6,319,347.58	171,596.86	2.72	4.02
Bolívar	44,114,993.07	38,308,645.23	1,677,226.84	4.38	5,955,479.76	140,387.51	2.36	4.11
Centro Sur	490,825,780.02	361,562,910.39	14,449,539.52	4.00	132,511,115.06	3,436,122.36	2.59	3.62
Cotopaxi	165,706,747.38	145,978,460.79	6,221,971.09	4.26	20,255,115.19	585,417.76	2.89	4.10
El Oro	380,330,450.24	323,313,012.93	13,544,780.46	4.19	59,904,422.34	1,444,558.77	2.41	3.91
Emelec	2,981,692,829.63	2,981,692,829.63	142,127,330.11	4.77			-	4.77
Esmeraldas	244,329,465.67	210,809,208.61	8,575,685.78	4.07	35,888,718.31	880,419.13	2.45	3.83
Guayas-Los Ríos	745,047,740.72	745,047,740.72	35,643,386.95	4.78			-	4.78
Los Ríos	194,243,530.13	162,090,579.07	6,675,517.37	4.12	33,274,361.31	799,030.87	2.40	3.83
Manabí	672,370,805.95	568,593,693.37	24,312,900.86	4.28	110,395,713.99	2,890,285.61	2.62	4.01
Milagro	326,332,704.14	270,238,224.04	11,158,333.25	4.13	59,045,579.99	1,491,911.65	2.53	3.84
Norte	284,710,434.55	251,279,316.86	11,574,282.86	4.61	35,165,123.50	873,293.05	2.48	4.35
Quito	2,250,823,257.34	1,944,774,896.56	86,011,820.31	4.42	317,213,894.42	4,736,610.41	1.49	4.01
Riobamba	177,890,182.85	162,884,488.59	7,196,542.64	4.42	15,356,880.25	386,451.95	2.52	4.25
Sta Elena	243,015,581.48	205,778,197.75	8,403,473.49	4.08	38,493,266.95	1,030,490.21	2.68	3.86
Sto Domingo	218,647,651.32	182,577,490.61	7,619,767.57	4.17	37,001,990.77	919,594.41	2.49	3.89
Sur	148,141,109.26	126,860,787.07	5,688,834.19	4.48	22,161,732.73	560,135.44	2.53	4.19
Total	9,881,848,182.51	8,946,862,563.39	402,099,975.93	4.49	972,571,962.96	21,543,314.43	2.22	4.27

Las Empresas Eléctricas Emelec y Guayas-Los Ríos no tiene contratos con la generadoras

CUADRO No 1.14

PRECIOS MEDIOS A CLIENTES FINALES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (USD Cent/kWh)												
Datos												
Año	Residencial	Var. (%)	Comercial	Var. (%)	Industrial	Var. (%)	A. Público	Var. (%)	Otros	Var. (%)	Total	Var. (%)
1990	1.85		3.35		3.45		0.32		5.17		2.79	
1991	2.12	14.6%	4.26	27.1%	4.17	20.8%	0.57	0.78	5.30	2.5%	3.30	18.35%
1992	2.94	38.7%	6.05	42.2%	5.90	41.7%	0.73	0.28	7.47	40.9%	4.60	65.15%
1993	3.39	15.2%	8.42	39.2%	8.86	50.1%	0.97	0.33	11.30	51.3%	6.34	127.59%
1994	3.41	0.5%	8.40	-0.3%	8.30	-6.3%	1.03	0.07	12.25	8.4%	6.20	122.50%
1995	2.90	-15.0%	7.13	-15.1%	7.18	-13.5%	0.83	-0.20	11.24	-8.3%	5.33	91.38%
1996	2.44	-15.6%	5.75	-19.4%	5.69	-20.7%	2.73	2.30	6.28	-44.1%	4.22	51.44%
1997	7.24	196.2%	7.74	34.7%	6.69	17.5%	5.41	0.98	7.35	17.1%	7.07	153.74%
1998	6.75	-6.8%	5.37	-30.6%	5.26	-21.3%	4.22	-0.22	5.85	-20.4%	5.88	111.18%
1999	5.00	-25.9%	3.68	-31.5%	3.62	-31.2%	5.12	0.21	3.86	-34.0%	4.30	54.37%
2000	3.64	-27.2%	3.48	-5.3%	3.56	-1.8%	3.94	-0.23	3.67	-4.9%	3.62	29.91%

FUENTE: Estadísticas CONELEC

CAPITULO 2

2. METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

La aplicación del método consiste en:

Identificar las diferentes etapas del proceso de distribución, líneas de transmisión y subtransmisión en alta tensión; estaciones de transformación en alta tensión; red primaria de media tensión; transformadores de distribución; red secundaria y acometidas y medidores.

Agrupar a los activos homogéneos y calcular su valor de reemplazo sobre la base de costos unitarios del mercado, considerando tanto los costos directos como los indirectos.

Establecer las capacidades óptimas de la redes de distribución, como el cociente entre la capacidad ideal de los transformadores, que abastecen a las redes, y los factores de simultaneidad o coincidencia entre alimentadores de dicha red de distribución.

Calcular los cargos mensuales, utilizando tasa de descuento y vida útil, incluyendo las pérdidas entre la fase de distribución y el punto de suministro.

2.1 DETERMINACIÓN DE COSTOS POR NIVELES

Se establecen los costos para cada nivel de tensión del sistema, por etapas funcionales, con el siguiente detalle:

- Generación
- Alta Tensión
 - Línea de subtransmisión
 - Subestaciones de Subtransmisión

- Media Tensión
 - Primarios de distribución
- Baja Tensión
 - Transformadores de distribución
 - Redes secundarias
 - Instalaciones de Alumbrado Público y
 - Acometidas y Mediciones

2.1 COMPONENTES DEL COSTO

Una de las alternativas para el cálculo de la base de capital, es considerar el valor de reemplazo a nuevo, de la red necesaria para la prestación del servicio.

Los valores de reemplazo de los activos existentes significa que el distribuidor

En el capítulo 2 del Reglamento de Tarifas al Consumidor se especifican los componentes del costo para establecer el Valor Agregado de Distribución (Según el literal a, b, c, d y e) del Artículo 10, son los costos relacionados con los bienes destinados a la distribución de energía, incluyendo el suministro de materiales y equipos, montaje, operación y mantenimiento.

“Art. 10.- Valor Agregado de Distribución (VAD).- El Valor Agregado de Distribución (VAD) será obtenido para los niveles de subtransmisión, media tensión y baja tensión y su costo, en cada uno de ellos, tiene los componentes de costo de capacidad, administración, pérdidas y comercialización.

El estudio técnico-económico respectivo con los resultados del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD) será presentado por cada distribuidor al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, hasta el último día laborable del mes de mayo de cada año; estos resultados deberán ajustarse a los valores del

Valor Agregado de Distribución (VAD) para la empresa de referencia, según lo dispuesto en el artículo 56 de la Ley.

El CONELEC fijará y publicará anualmente las tarifas de distribución, considerando entre los elementos y factores que para tal efecto establecen la Ley y este Reglamento, como valor constante, un mismo VAD de distribución, individualizado para cada empresa, que se aplicará a períodos que no podrán exceder de cuatro años. El CONELEC supervisará el cumplimiento de los programas de inversiones que sirven de base para la determinación del VAD.^{1[3]}

a) Componente de Subtransmisión para el Valor Agregado de Distribución (VAD).

Corresponde al costo de capacidad que se determina como la suma de los costos de los activos en servicio y los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la demanda máxima coincidente del sistema.

El cargo por el componente de capacidad corresponderá a la anualidad de las inversiones promedio por la unidad de demanda, para una vida útil de treinta años.

La tasa de Descuento será aprobada por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

b) Componente de Media Tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD)

La valoración de activos en servicio, para establecer la Componente de media tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD), se llevará a cabo sobre la base de un inventario físico de Unidades de Propiedad

^{1[3]} Reforma del tercer inciso del art. 10, mediante el art. 2 del Decreto Ejecutivo No 1896-A, publicado en el Registro Oficial No. 421 de 27 de septiembre de 2001.

Estándar valoradas con Costos Normalizados, obtenidos por el Distribuidor y aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Las Unidades de Propiedad Estándar se establecerán para caracterizar lo más ampliamente posible los activos de media tensión en servicio, tomando en consideración, entre otros aspectos, el tipo de construcción, la conformación del circuito y el área geográfica que cubre.

La identificación de la composición típica de las Unidades de Propiedad Estándar será realizada por el distribuidor, a su costo, y provendrá de muestras representativas de tramos de red construidos con base en normas técnicas.

El Distribuidor determinará el costo de inversión de cada Unidad de Propiedad Estándar aplicando los Costos Normalizados de materiales y montaje a precio de mercado.

El valor agregado de cada Unidad de Propiedad Estándar corresponderá a la anualidad del costo de inversión más los costos de operación y mantenimiento correspondientes. La anualidad se calculará para el período de vida útil y la Tasa de Descuento que el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, determine.

El Distribuidor mantendrá actualizado el inventario físico de los activos en operación para determinar con exactitud las existencias de cada unidad de propiedad definida.

La componente de media tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD), resultará de dividir la valoración de los activos entre la demanda máxima coincidente del Distribuidor, excluyendo las cargas conectadas en el Sistema de Subtransmisión.

c) Componente de Baja Tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD)

Comprenderá los activos en servicio que corresponden a las instalaciones de transformadores de distribución y las redes de baja tensión.

En ambos casos se seguirá la metodología general indicada en el literal anterior para la componente de media tensión excluyendo, al conformar las unidades de propiedad, aquellos elementos que ya han sido considerados en las unidades de propiedad de media tensión.

La componente de transformadores de distribución para el Valor Agregado de Distribución (VAD) resultará de dividir la valoración de los activos correspondientes, entre la demanda máxima coincidente del Distribuidor, excluyendo las cargas conectadas en el sistema de subtransmisión y aquellos directamente atendidos en media tensión.

La componente de redes de baja tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD) resultará de dividir la valoración de los activos correspondientes, entre la demanda máxima coincidente del Distribuidor, excluyendo las cargas conectadas en el sistema de subtransmisión, y de aquellos clientes directamente conectadas a transformadores de distribución.

d) Componente de Comercialización para el Valor Agregado de Distribución (VAD)

Comprenderá los activos en servicio correspondiente a la acometida y Sistema de Medición del cliente. Para la determinación de este costo se utilizará la metodología indicada en el literal b) de este artículo. En este caso, las Unidades de Propiedad Estándar serán definidas y valoradas en función del punto de entrega, sea este en subtransmisión, media tensión o baja tensión. El inventario se llevará a cabo para determinar las existencias de cada Unidad de Propiedad Estándar y el número de consumidores atendidos.

Adicionalmente incluirá los costos de operación, mantenimiento de acometidas y Sistemas de Medición y la facturación al cliente. Estos costos serán cargados proporcionalmente a los costos de activos obtenidos por nivel de servicio.

e) Componente de Administración para el Valor Agregado de Distribución (VAD)

El Distribuidor incluirá sus costos de administración en los costos de capacidad de los componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD) de subtransmisión, media tensión, baja tensión y comercialización, en proporciones iguales o en las proporciones que sean definidas por el distribuidor, con su respectivo justificativo.”

Por tanto, los costos se dividen en: costos de inversión, costos de operación y mantenimiento y costos de pérdidas.

2.1.1 COSTOS DE INVERSIÓN

Son los valores que la Empresa debe recuperar por las inversiones realizadas es decir corresponden a la cuota anual de depreciación para el año 2000 y a las anualidades, par los años 2001 y 2002, utilizando tasas de descuentos ya establecidas.

2.1.2 ACTIVOS EN OPERACIÓN

Se consideran los activos reales por etapas funcionales, para lo cual, se debe tener concluido el Inventario y Avalúo de los bienes e instalaciones de la Empresa, debiendo indicar que este inventario es el respaldo físico de los datos contables que están registrados en el Balance General

Por lo mencionado anteriormente el Balance General de la Empresa, constituyen la base de la información de los activos, así como la depreciación

acumulada y el activo neto por etapas funcionales, de acuerdo al SISTEMA UNIFORME DE CUENTAS, con el siguiente detalle:

En Subtransmisión:

- Líneas (Postes, torres y accesorios/ conductores aéreos y accesorios)
- Subestaciones (Terrenos/edificios/equipos de subestación/conductores aéreos/ conductores subterráneos/ductos y pozos de revisión, etc)
- Subestaciones de distribución (Terrenos/edificios/equipos de subestación/conductores aéreos/conductores subterráneos/ductos y pozos de revisión, etc)

En Distribución:

- Redes de distribución de media y baja tensión (Postes torres y accesorios/ conductores aéreos y accesorios/ conductores subterráneos y accesorios/ductos y pozos de revisión): y
- Transformadores de distribución

Para poder desagregar las inversiones de las redes e distribución en media y baja tensión y en vista que la empresa ya cuenta con el inventario y avalúo de la etapa funcional de distribución, en la cual se realiza la valoración de las redes de distribución de acuerdo a la división de la contabilidad es:

Zona Urbana

Zona Rural

Dentro de cada una de estas partes, se considera el siguiente detalle de cuentas:

- Conductores y Accesorios- que básicamente comprende el detalle de conductores aéreos divididos en primarios y secundarios

- Postes, torres y accesorios- en el que se contabilizan los apoyos o postes
- Estructuras para distribución primaria.- se detallan los materiales componentes de las estructuras soportantes, de los primarios incluyendo tensores, puestas a tierra, etc
- Estructuras para distribución secundaria.- son todos los materiales componentes de las estructuras de soporte de los secundarios, incluyendo tensores, puestas a tierra, etc.
- Alumbrado Público.- en donde se especifica el tipo de luminaria, potencia y sus accesorios: brazo, abrazadera, etc.

Del total de inversiones en distribución se reparte con los porcentajes obtenidos de acuerdo a lo indicados anteriormente.

Luego tenemos:

- Acometidas y Medidores ; e
- Instalaciones Generales.

Finalmente, como el cálculo del VAD es la base para la fijación de precios y tarifas en el detalle de inversiones se excluyen los valores de los terrenos.

En cuanto al índice de revalorización o reexpresión, se aplicó un solo valor para todos los componentes del 2%

Con esas referencias se efectúan los cálculos de reexpresión de las inversiones para 2001 a las que se añaden las inversiones del ejercicio 2001

Igual procedimiento se realiza para el ejercicio 2002

2.1.3 PLAN DE OBRAS 2000 – 2001

Las obras adicionales que ingresarán al sistema eléctrico durante los ejercicios 2001 y 2002, son tomados de la respectiva Pro forma Presupuestaria de Inversiones en el caso del 2001, y del plan quinquenal 2001 – 2004 de equipamiento de la Institución para el 2002 y que fueran presentadas al CONELEC, Aquellas inversiones realizadas con contribución de los accionistas como son: Municipios, Consejos Provinciales, no son consideradas. Además los créditos contraídos por parte de la empresa para atender en forma adecuada la demanda de energía que requiere el sistema eléctrico en los próximos años, se registró los desembolsos anuales que la empresa debe realizar.

2.2.4 ANUALIDADES

Se calculan los valores de las anualidades por etapas, sobre la base de la información de las inversiones de acuerdo a los datos registrados en el Balance General, siguiendo el procedimiento empleado por la contabilidad hasta el momento, es decir usando los índices de depreciación de cada etapa funcional empleados en el balance de 2000.

El valor de la anualidad de las INVERSIONES GENERALES es distribuido proporcionalmente en los demás niveles del servicio, incluyendo la generación de acuerdo a su activo.

2.2.5 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los gastos operación y mantenimiento correspondientes al ejercicio anual se los obtiene del balance, cuya desagregación permite distribuirlos en las etapas funcionales consideradas y que han sido señaladas para los costos de inversión.

Los gastos administrativos totales son distribuidos en los diferentes niveles o etapas del servicio proporcionalmente a sus valores, considerando los respectivos incrementos para cada año subsiguiente.

2.2.6 COSTO DE PERDIDAS

Serán las valoradas determinados por las Empresas Eléctricas, a través de simulaciones de sus correspondientes sistemas, para cada nivel de voltaje de servicio, conforme lo establecido en el Art. 12 del Reglamento de Tarifas.

Los límites admisibles para la elaboración de los Pliegos Tarifarios al consumidor final, en cuanto a la etapa de Distribución, serán los siguientes, en correspondencia con la composición de las zonas de servicio predominantes, dentro de las áreas de concesión de las diferentes Empresas de Distribución:

Area predominantemente urbana	12 %
Area urbana y rural equilibradas	14 %
Area predominantemente rural	16 %

La influencia de los usos indebidos o pérdidas no técnicas, tanto en energía como en potencia se asignan a los niveles correspondientes a redes de baja tensión y acometidas. Esta asignación se la hace tomando en consideración que la Sección de Control de Pérdidas de las Empresas, realiza constantes monitoreos.

De lo anterior se desprende que la distribución de pérdidas en las etapas funcionales se mantiene prácticamente igual para las etapas funcionales de: líneas, subestaciones, primarios, transformadores, y han variado en secundarios y acometidas.

Con dicha información, se determina los valores de la demanda de potencia y energía en cada nivel, a partir de las barras de 69 KV de las subestaciones del S.N.I. en las que se reciben la energía, esto es en :

Líneas de 69 kV

Subestaciones de Subtransmisión

Alimentadores primarios.

Transformadores de distribución.

Alimentadores secundarios.

Medidores y acometidas.

La influencia de usos indebidos o pérdidas no técnicas, tanto en energía como en potencia se asignan a los niveles correspondientes a redes de baja tensión y acometidas.

Con los valores recopilados de la información estadística, proyectados a los dos años siguientes, se corrigen las tasas de crecimiento de las demandas de potencia y energía en los respectivos niveles o etapas funcionales del sistema.

Finalmente se presenta un cuadro de resumen de costos , esto es los Gastos de operación y mantenimiento, Anualidades y los costosa totales de cada etapa así como los valores de las demandas de potencia y energía a aplicar.

2.3 VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

Los costos totales divididos para la demanda máxima de cada etapa nos como resultado el VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN por unidad de potencia, y para cada nivel del sistema, de acuerdo a las instrucciones del Reglamento de Tarifas al Consumidor.

ETAPA FUNCIONAL	DOLARES /KWH/mes
Líneas de subtransmisión	
Subestaciones	
Circuitos primarios	
Transformadores	
Circuitos secundarios	
TOTAL	

Se debe calcular también el costo unitario que por su demanda exclusiva tendría el servicio de alumbrado público, como referencia para el análisis tarifario.

En este cuadro se anotan también los valores acumulados a partir de las barras de 69 KV que es el nivel de recepción de la energía del SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN, hacia las líneas del sistema de subtransmisión a fin de conocer el costo aplicable a cada etapa funcional, dando como resultado final a nivel de usuario en baja tensión. Por último, el valor agregado por consumidor, que se obtiene dividiendo el costo conjunto de acometidas, medidores y comercialización, para el número de clientes en DOLARES/CLIENTES/MES.

Con el propósito de ilustrar los resultados obtenidos, y compararlos con los precios actuales, también se calculan los valores unitarios del costo por energía, así mismo para cada nivel y acumulados, resumidos a continuación.

ETAPA FUNCIONAL	DOLARES /KWH/mes
Líneas de subtransmisión	
Subestaciones	
Circuitos primarios	
Transformadores	
Circuitos secundarios	
TOTAL	

Se ha considerado los costos de las acometidas y medidores además de los costos de comercialización (Valor agregado distribución de Atención al Cliente) \$ /KWH/mes.

Este último valor debería ir combinado con el VAD de Demanda o con el costo de energía media hasta el nivel de baja tensión (Secundarios).

2.4 TASA DE DESCUENTO

Los resultados del VAD obtenidos con el proceso descrito, cubren los costos del servicio, por lo que se realiza un ejercicio considerado también el cálculo de la anualidad, utilizando una tasa de descuento del 11.2%, tasa asignada por el CONELEC.

En un cuadro se detallan los cálculos de las anualidades para los años 2001 y 2002, utilizando una tasa de descuento del 11.2%, un tiempo de vida útil de la etapas funcionales de: Generación 40 años, Subtransmisión 30 años, Distribución 25 años, Acometidas y Medidores 15 años e Instalaciones Generales 12.5 años.

De donde se obtienen los índices a ser aplicados para el cálculo de las anualidades correspondientes al ejercicio 2001 – 2002, ya que para el año 2000 se considera la depreciación anual.

Presentándose luego un cuadro comparativo del cálculo de las anualidades con tasas de descuento del 0% y 11.2 %

Calculándose luego los costos totales por etapas funcionales, que corresponden a los costos de explotación y anualidades, permitiéndonos de esta forma establecer los valores del VAD de potencia y energía.

2.5 PARA OBTENER EL 11.2% COMO TASA DE DESCUENTO

Acumulado a partir de las barras de 69 KV hasta líneas de baja tensión:

\$/ KW /mes

Se calcula también el valor que tendría la etapa de Alumbrado Público. \$ / KW /mes

Y el valor VAD de atención al cliente \$ / KW /mes,

En cuanto al VAD de energía se tiene:

ETAPA FUNCIONAL	DOLARES / KWH / mes
Líneas de subtransmisión	
Subestaciones	
Circuitos primarios	
Transformadores	
Circuitos secundarios	
TOTAL	

CAPITULO 3

3.1 APLICACIÓN A UNA EMPRESA ELECTRICA DE DISTRIBUCION

3.1.1 DETERMINACIÓN DE COSTOS POR NIVELES

Se establecen los costos para cada nivel de tensión del sistema, por etapas funcionales, con el siguiente detalle:

- Generación
- Alta Tensión
 - Línea de subtransmisión a 69 kV
 - Subestaciones de Subtransmisión de 69/13.8 kV
- Media Tensión
 - Primarios de distribución a 13.8 kV, y 4.16kV
- Baja Tensión
 - Transformadores de distribución
 - Redes secundarias
 - Instalaciones de Alumbrado Público y
 - Acometidas y Mediciones

Para poder desagregar las inversiones de las redes e distribución en media y baja tensión y en vista que la empresa ya cuenta con el inventario y avalúo de la etapa funcional de distribución, en la cual se realiza la valoración de las redes de distribución de acuerdo a la división de la contabilidad es:

Zona N01 urbana

Zona N01 rural

Zona N02 urbana

Zona N02 rural

Zona N03

Dentro de cada una de estas partes, se considera el siguiente detalle de cuentas:

- Conductores y Accesorios- que básicamente comprende el detalle de conductores aéreos divididos en primarios y secundarios
- Postes, torres y accesorios- en el que se contabilizan los apoyos o postes
- Estructuras para distribución primaria.- se detallan los materiales componentes de las estructuras soportantes, de los primarios incluyendo tensores, puestas a tierra, etc
- Estructuras para distribución secundaria.- son todos los materiales componentes de las estructuras de soporte de los secundarios, incluyendo tensores, puestas a tierra, etc.
- Alumbrado Público.- en donde se especifica el tipo de luminaria, potencia y sus accesorios: brazo, abrazadera, etc.

Obteniéndose de esta forma los siguientes valores::

	PRIMARIOS	SECUNDARIOS
	%	%
ZONA N01 URBANO	56.67	43.33
ZONA N01 RURAL	36.46	63.54
ZONA N02 URBANO	45.95	54.05
ZONA N02 RURAL	69.20	30.80
ZONA N03	31.20	38.80

Fuente: Inventarios y avalúos EEASA.

Del total de inversiones en distribución se reparte con los porcentajes indicados anteriormente.

Luego tenemos:

- Acometidas y Medidores ; e
- Instalaciones Generales.

Finalmente, como el cálculo del VAD es la base para la fijación de precios y tarifas en el detalle de inversiones se excluyen los valores de los terrenos.

En el cuadro Nro. 1 se presenta la información de las inversiones, de acuerdo a los datos registrados en el Balance al 31 de diciembre de 2000.

En cuanto al índice de revalorización o reexpresión, se aplicó un solo valor para todos los componentes del 2%

Con esas referencias se efectúan los cálculos de reexpresión de las inversiones para 2001 a las que se añaden las inversiones del ejercicio 2001
Igual procedimiento se realiza para el ejercicio 2002.

CUADRO No1

**DETALLES DE CORRECCION MONETARIA DE ACTIVOS.
MONEDA UTILIZADA DOLARES**

Nº	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	ACTIVOS 2000	ACT. REVALORIZ. 2% 2001	INCREMENTOS 2001	ACT. TOTALES 2001
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICAS	3.746.240	3.821.165	-	3.821.165
		C. TERMICAS	6.824.524	6.961.015	-	6.961.015
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	6.069.604	6.190.996	156.037	6.347.033
		SUBESTACIONES	9.220.294	9.404.700	807.726	10.212.426
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	14.332.211	14.618.855	421.427	15.040.282
		TRANSFORMADORES	15.006.671	15.306.805	144.489	15.451.294
		SECUNDARIOS	19.203.640	19.587.712	638.160	20.225.873
4	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		9.719.004	9.913.384	950.630	10.864.014
5	ALUMBRADO PUBLICO		2.898.266	2.956.231	260.000	3.216.231
6	INSTALACIONES GENERALES		4.125.740	4.208.254	463.000	4.671.254
TOTALES			91.146.193	92.969.117	3.841.469	96.810.586

Nº	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	ACTIVOS 2001	ACT. REVALORIZ. 2% 2002	INCREMENTOS 2002	ACT. TOTALES 2002
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICAS	3.821.165	3.897.589	-	3.897.589
		C. TERMICAS	6.961.015	7.100.235	-	7.100.235
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	6.347.033	6.473.973	600.000	7.073.973
		SUBESTACIONES	10.212.426	10.416.674	646.226	11.062.900
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	15.040.282	15.341.087	514.063	15.855.150
		TRANSFORMADORES	15.451.294	15.760.320	176.250	15.936.570
		SECUNDARIOS	20.225.873	20.630.390	778.438	21.408.828
4	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		10.864.014	11.081.295	1.140.756	12.222.051
5	ALUMBRADO PUBLICO		3.216.231	3.280.556	290.000	3.570.556
6	INSTALACIONES GENERALES		4.671.254	4.764.680	483.000	5.247.680
TOTALES			96.810.586	98.746.798	4.628.733	103.375.531

Fuente Balance General 2.000. - Departamentos Financiero EEASA

NOTAS: Valores en DOLARES y no se incluyen terrenos.

6-11
6-11
100

3.1.2 PLAN DE OBRAS 2000 – 2001

Las obras adicionales que ingresarán al sistema eléctrico durante los ejercicios 2001 y 2002, son tomados de la respectiva Pro forma Presupuestaria de Inversiones en el caso del 2001, y del plan quinquenal 2001 – 2004 de equipamiento de la Institución para el 2002 y que fueron presentadas oportunamente al CONELEC, como se puede observar en el cuadro Nro. 2. Aquellas inversiones realizadas con contribución de los accionistas como son: Municipios, Consejos Provinciales, no fueron consideradas. Además los créditos contraídos por parte de la empresa para atender en forma adecuada la demanda de energía que requiere el sistema eléctrico en los próximos años, se registró los desembolsos anuales que la empresa debe realizar.

CUADRO 2

Página 1 / 2

PLAN DE OBRAS 2001 – 2002
(Dólares)

		INVERSIONES	
		2001 Dólares	2002 Dólares
SUBTRANSMISION		963.763	1.246.226
S/E Existentes	S/E Oriente	58.130	108.130
	S/E Oriente adecuaciones	23.000	
	S/E Pelileo	20.000	
	S/E Pelileo adecuaciones	74.731	74.731
	S/E Adecuaciones varias	174.000	
S/E Nuevas	S/E Samanga - Pillaro	402.865	402.865
	S/E San Francisco	55.000	60.500
	Estudios	4.000	
Líneas Existentes	L. Oriente - Totoras	90.000	
	Varias líneas remodelación	62.037	600.000
DISTRIBUCIÓN URBANA		549.550	683.320
Red subterránea Ambato		240.000	312.000
Reposición de transformadores		20.000	24.000
Barrios Marginales y Mejoramiento Menores.		108.600	130.320
Atención a Clientes		40.000	48.000
Control de carga		120.950	145.000
Rehabilitación de transformadores		20.000	24.000
ELECTRIFICACION RURAL		654.526	785.431
Atención a clientes Tungurahua		40.000	48.000
Remodelamiento y Mejoramiento		452.686	543.223
Proyectos Pastaza y Palora		151.840	182.208
Atención a clientes Pastaza y Palora.		10.000	12.000
ALUMBRADO PUBLICO		260.000	290.000
Zona Urbana Ambato		130.000	145.000
Zona Rural Tungurahua		130.000	145.000

FUENTE: Departamento de planificación EEASA

CUADRO 2

Página 2 / 2

PLAN DE OBRAS 2.001 – 2.002
(Dólares)

	INVERSIONES	
	2001 Dólares	2002 Dólares
ACOMETIDAS Y MEDIDOR	950.630	1.140.756
Zona Urbana Ambato Instalaciones Nueva	190.260	228.312
Zona Urbana Puyo Instalaciones Nueva	42.000	50.400
Zona Rural Tungurahua Instalaciones Nueva	327.810	393.372
Zona Rural Pastaza Instalación Nueva	31.500	37.800
Palora Instalaciones Nuevas	10.500	12.600
Rectificación Tung. Past. Palora	348.560	418.272
INVERSIONES GENERAL	463.000	483.000
Herramientas y Equipos	64.000	123.000
Muebles	8.000	9.600
Automatización	150.000	180.000
Obras Civiles	20.000	24.000
Vehículos	199.000	120.000
Estudios	22.000	26.400
TOTAL INVERSIONES	3.841.469	4.628.733

FUENTE: Pro forma Presupuestaria de la Empresa Eléctrica Ambato, ejercicio 2001.- Departamento Financiero.

NOTAS: (2001) Datos del Presupuesto, Reforma Presupuestaria en elaboración.
(2002) Proyección.

3.1.3 ANUALIDADES

En el cuadro Nro. 3 se calculan los valores de las anualidades por etapas, sobre la base de la información del cuadro Nro. 1 siguiendo el procedimiento empleado por la contabilidad hasta el momento, es decir usando los índices de depreciación de cada etapa funcional empleados en el balance de 2000.

El valor de la anualidad de las INVERSIONES GENERALES es distribuido proporcionalmente en los demás niveles del servicio, incluyendo la generación de acuerdo a su activo.

3.1.4 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los gastos operación y mantenimiento correspondientes al ejercicio anual se los obtiene del balance, cuya desagregación permite distribuirlos en las etapas funcionales consideradas y que han sido señaladas para los costos de inversión. Los gastos administrativos totales son distribuidos en los diferentes niveles o etapas del servicio proporcionalmente a sus valores, considerando los respectivos incrementos para cada año subsiguiente.

Los gastos de operación y mantenimiento corresponden al ejercicio 2001 se los toman del Presupuesto de Explotación (Memorando Nro. 173-DF-01) de febrero 20 del 2001

Para el ejercicio 2002 se los ha proyectado con un incremento del 33% para Mano de Obra producto de la aplicación del Duodécimo Contrato Colectivo de Trabajo según Resolución de Junta General de Accionistas Nro. 24 del 21 de diciembre del 2000 y el incremento decretado por el gobierno para el año 2001 que se considera, van a ser iguales para el año 2002 y un 18% para Materiales y Varios con relación a la inflación anual "esperada" para el 2002

CUADRO 3

Página 1/1

DETALLES DEL CALCULO DE LA ANUALIDAD 2000 - 2002
TASA DE DESCUENTO 0%

N°	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	ACTIVOS 2000	DEP. ANUAL 2000	ACTIVOS 2001	ANUALIDAD 2001
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA C. TERMICA	3.746.240 6.824.524	23.529 39.690	3.821.165 6.961.015	95.529 174.025
2	SUBTRANSMISION	LINEAS SUBESTACIONES	6.069.604 9.220.294	170.177 204.125	6.347.033 10.212.426	211.356 337.010
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIA TRANSFORMADORES SECUNDARIA	14.332.211 15.006.671 19.203.640	409.486 347.959 553.325	15.040.282 15.451.294 20.225.873	601.611 618.052 809.035
4	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		9.719.004	274.970	10.864.014	724.630
5	ALUMBRADO PUBLICO		2.898.266	133.639	3.216.231	214.523
6	INSTALACIONES GENERALES		4.125.740	162.431	4.671.254	373.700
T O T A L E S			91.146.193	2.319.331	96.810.586	4.159.471

N°	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	ACTIVOS 2.002	ANUALIDAD 2.002	%
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA C. TERMICA	3.897.589 7.100.235	97.440 177.506	2.5 2.5
2	SUBTRANSMISION	LINEAS SUBESTACIONES	7.073.973 11.062.900	235.563 365.076	3.3 3.3
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIA TRANSFORMADORES SECUNDARIA	15.855.150 15.936.570 21.408.828	634.206 637.463 856.353	4.0 4.0 4.0
4	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		12.222.051	815.211	6.67
5	ALUMBRADO PUBLICO		3.570.556	238.156	6.67
6	INSTALACIONES GENERALES		5.247.680	419.814	8.0
T O T A L E S			103.375.531	4.476.788	

NOTAS: Valores en DOLARES y no se incluye terrenos.

En el cuadro Nro. 4 se anotan los valores respectivos desglosados Mano de Obra, Materiales, Varios y el total para los años 2000, 2001 y 2002 de cada una de las etapas funcionales (Cuadro Nro. 4 páginas 1 – 3) y un resumen de los gastos de explotación totalizados de los mismos años (Cuadro Nro. 4 página 4)

3.1.5 COSTO DE PERDIDAS

El análisis pormenorizado de los porcentajes de pérdidas de potencia y energía en cada uno de los niveles o etapas funcionales del sistema, se basa en el presentado en el estudio anterior, considerando que para el año 2000 la Empresa disminuyó las pérdidas de energía con relación a 1999, esta disminución se produce en su mayoría en secundarios, acometidas y medidores que involucra la reducción de las pérdidas comerciales.

Las pérdidas no técnicas se las mantuvo constante de acuerdo a lo estipulado por el CONELEC para el año 2001, que debe ser del 2% señalándose que la Empresa sigue implementando los programas de control de pérdidas que permitirá reducirlas en los próximos años, meta bastante difícil de alcanzar debido al paulatino incremento de las tarifas hacia el consumidor final.

CUADRO 4

Página 1 / 4

**GASTOS DE EXPLOTACIÓN
GASTOS DIRECTOS 2 0 0 0**

N°	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	MANO DE OBRA	MATERIALES	VIARIOS	TOTAL
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	35.970	30.581	9.003	75.555
		C. TERMICAS	24.991	4.746	3.286	33.023
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	27.731	13	5.580	33.324
		SUBESTACIONES	56.535	17.728	21.715	95.977
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	83.112	29.230	11.894	124.236
		TRANSFORMADORES	1.118	10.566	842	12.527
		SECUNDARIOS	124.668	43.845	17.841	186.354
4	ALUMBRADO PUBLICO		53.782	65.374	1.710	120.866
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES		45.191	6.775	11	51.977
6	COMERCIALIZACION		306.936	45.826	230.868	583.630
7	ADMINISTRACIÓN		655.347	50.981	258.273	964.601
8	MANTENIMIENTO INTALACIONES GENERALES		167	7.930	7.258	15.356
	T O T A L E S		1.415.548	313.595	568.281	2.297.425

FUENTE: Balance General 2000.- Departamento Financiero

NOTAS: Valores en DOLARES

CUADRO 4

Página 2 / 4

**GASTOS DE EXPLOTACIÓN
GASTOS DIRECTOS 2 0 0 1**

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	MANO DE OBRA	MATERIALES	VIARIOS	TOTAL
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	54.116	56.832	46.683	157.631
		C. TERMICAS	33.536	26.824	14.262	74.622
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	29.912	4.899	6.915	41.726
		SUBESTACIONES	86.152	14.110	19.916	120.178
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	102.911	48.855	10.143	161.908
		TRANSFORMADORES	10.376	4.926	1.023	16.325
		SECUNDARIOS	154.365	73.283	15.214	242.862
4	ALUMBRADO PUBLICO		100.119	47.530	9.868	157.517
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES		63.246	6.400	3	69.650
6	COMERCIALIZACION		429.570	43.289	71.325	544.184
7	ADMINISTRACIÓN		573.950	76.486	165.599	816.036
8	MANTENIMIENTO INTALACIONES GENERALES		9.137	1.218	2.636	12.991
	T O T A L E S		1.647.390	404.652	363.587	2.415.629

FUENTE: Balance General 2000.- Departamento Financiero

NOTAS: Valores en DOLARES

CUADRO 4

Página 3/4

**GASTOS DE EXPLOTACIÓN
GASTOS DIRECTOS 2 0 0 2**

N°	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	MANO DE OBRA	MATERIALES	VARIOS	TOTAL
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	71.974	67.062	55.086	194.122
		C. TERMICAS	44.603	31.652	16.829	93.084
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	39.783	5.781	8.160	53.724
		SUBESTACIONES	114.582	16.650	23.501	154.732
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	136.871	57.649	11.968	206.489
		TRANSFORMADORES	13.801	5.813	1.207	20.820
		SECUNDARIOS	205.305	86.474	17.953	309.732
4	ALUMBRADO PUBLICO		133.158	56.085	11.644	200.888
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES		84.118	7.552	4	91.674
6	COMERCIALIZACION		571.328	51.081	84.164	706.572
7	ADMINISTRACIÓN		763.354	90.254	195.407	1.049.014
8	MANTENIMIENTO INTALACIONES GENERALES		12.152	1.437	3.111	16.699
	T O T A L E S		2.191.029	477.489	429.032	3.097.550

FUENTE: Balance General 2000.- Departamento Financiero

NOTAS: Valores en DOLARES

CUADRO 4

Página 4/4

RESUMEN DE GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

ETAPAS FUNCIONALES		ITEM	2000 (1)	2001 (2)	2001 (3)
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICAS	75.555	157.631	194.122
		C. TERMICAS	33.023	74.622	93.084
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	33.324	41.726	53.724
		SUBESTACIONES	95.977	120.178	154.732
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	124.236	161.908	206.489
		TRANSFORMADORES	12.527	16.325	20.820
		SECUNDARIOS	186.354	242.862	309.732
4	ALUMBRADO PUBLICO	120.866	157.517	200.888	
5	ACOMETIDAS Y MEDIDORES	51.977	69.650	91.674	
6	COMERCIALIZACION	583.630	544.184	706.572	
7	ADMINISTRACIÓN	964.601	816.036	1.049.014	
8	MANTENIMIENTO INST. GENERALES	15.356	12.991	16.699	
TOTAL GASTOS			2.297.425	2.415.629	3.097.550

- NOTAS:
- (1) Datos del Balance
 - (2) Datos del Presupuesto de Explotación
 - (3) Datos proyectados
 - (4) No se incluye combustible.

3.1.7 VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

Los costos totales divididos para la demanda máxima de cada etapa nos dan como resultado el VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN por unidad de potencia y para cada nivel del sistema, de acuerdo a las instrucciones del Reglamento de Tarifas al Consumidor, como se puede apreciar en el CUADRO Nro. 7 (Pág. 1/3), con los siguientes resultados para el año 2001:

ETAPA FUNCIONAL	DOLARES /KW/ mes
Líneas de subtransmisión	0.40
Subestaciones	0.79
Circuitos primarios	1.33
Transformadores	1.32
Circuitos secundarios	3.35
TOTAL	7.19

Ejemplo:

Para Subestaciones.

Costo Total = 553. 249 Dólares

Demanda Máxima = 58.089 KW

VAD = 555.249Dólares / 58.089KW / 12 meses

VAD. = 0.79 DOLARES/KW/mes

Se ha calculado también el costo unitario que por su demanda exclusiva tendría el servicio de alumbrado público, como referencia para el análisis tarifario.

Costo Total = 475.520 DOLARES

Demanda Máxima = 4635 KW

VAD = 475.520 DOLARES / 4.635KW /12 meses

VAD = 8.55 DOLARES /KW /mes

En este cuadro se anotan también los valores acumulados a partir de las barras de 69 KV que es el nivel de recepción de la energía del SISTEMA NACIONAL DE

TRANSMISIÓN, hacia las líneas del sistema de subtransmisión a fin de conocer el costo aplicable a cada etapa funcional, dando como resultado final a nivel de usuario en baja tensión de **7.19 DOLARES/KW/MES**, para el año 2001

Por último, el valor agregado por consumidor, que se obtiene dividiendo el costo conjunto de acometidas, medidores y comercialización, para el número de clientes en DOLARES/CLIENTES/MES, para el 2001, es; 1.0588 \$ / KW /mes (Cuadro 7 Página 3)

Número de Clientes = 136.222

Demanda Máxima = 35.008 KW

Costo Servicio a Clientes y Medidores = 902.202 DOLARES

Costo Comercialización = 828.529 DOLARES

Costo Total = 1.730.731 DOLARES

VAD = 1.730.731 DOLARES / 136.222 CLIENTES / 12 meses

VAD = 1.058 DOLARES / CLIENTES / MES

Con el propósito de ilustrar los resultados obtenidos, y compararlos con los precios actuales, también se han calculado los valores unitarios del costo por energía, así mismo para cada nivel y acumulados (Cuadro Nro. 7 Página 2), resumidos a continuación.

ETAPA FUNCIONAL	DOLARES /KWH/mes
Líneas de subtransmisión	0.0011
Subestaciones	0.0020
Circuitos primarios	0.0034
Transformadores	0.0036
Circuitos secundarios	0.0096
TOTAL	0.0198

Se ha considerado los costos de las acometidas y medidores además de los costos de comercialización (Valor agregado distribución de Atención al Cliente) registrándose un valor de \$ 0.0113 /KWH/mes

Costo acometidas, medidores y comercialización = 1.730.731 DOLARES

Energía corregida = 153.213.700 KWH
VAD = 0.0113 DOLARES / KWH / MES.

Este último valor debería ir combinado con el VAD de Demanda o con el costo de energía media hasta el nivel de baja tensión (Secundarios), obteniéndose un resultado de **\$ 0.0311 / kwh / mes.**

3.1.8 TASA DE DESCUENTO

Los resultados del VAD obtenidos con el proceso descrito, cubren los costos del servicio, por lo que se realiza un ejercicio considerando también el cálculo de la anualidad, utilizando una tasa de descuento del 11.2%, tasa asignada por el CONELEC.

En el cuadro Nro. 8 se detallan los cálculos de las anualidades para los años 2001 y 2002, utilizando funcionales de. Generación 40 años, Subtransmisión 30 años, Distribución 25 años, Acometidas y Medidores 15 años e Instalaciones Generales 12.5 años.

De donde se obtienen los índices a ser aplicados para el cálculo de de las anualidades correspondientes al ejercicio 2001 – 2002, ya que para el año 2000 se considera la depreciación anual.

Presentándose luego un cuadro comparativo del cálculo de las anualidades con tasas de descuento del 0% y 11.2 % (Cuadro Nro. 9)

Calculándose luego los costos totales por etapas funcionales, que corresponden a los costos de explotación y anualidades, permitiéndonos de esta forma establecer los valores del VAD de potencia y energía, como se indican en los cuadro Nro. 10 y 11.

PARA OBTENER CON EL 11.2% COMO TASA DE DESCUENTO

ETAPA FUNCIONAL	DOLARES / KW /mes
Líneas de subtransmisión	1.16
Subestaciones	2.08
Circuitos primarios	3.18
Transformadores	3.76
Circuitos Secundarios	7.11
TOTAL	17.29

Acumulado a partir de las barras de 69 KV hasta líneas de baja tensión: **17.29 \$ / KW /mes**

Ejemplo:

Para Subestaciones.

Costo Total = 1,451,668 Dólares

Demanda Máxima = 58,089 KW

VAD = 1,451,668 Dólares / 58,089 KW / 12 meses

VAD. = 2.08 DOLARES/KW/mes

Se ha calculado también el valor que tendría la etapa de Alumbrado Público obteniéndose un valor de 20.06 \$ / KW /mes

Costo Total = 720,660 Dólares

Demanda Máxima = 4,635 KW

VAD = 720,660 Dólares / 4,635 KW / 12 meses + secundario

VAD. = 12.95 DOLARES /KW/ mes + 7.11 DOLARES / KW / mes

VAD = 20.06 DOLARES / KW / mes

Y el valor VAD de atención al cliente 1.5653 DOLARES / KW /mes, valor que sumando al acumulado de baja tensión contabiliza un valor de **18.855, DOLARES / KW /mes**

Costo acometidas, medidores = 1,730,252 DOLARES

Costo por Comercialización = 828,529 DOLARES

Costo total = 2,558,781 DOLARES
 Demanda máxima corregida = 35,008 KW
 Número de Clientes = 136,222

VAD = 2,558,781 DOLARES / 136,222 ab / 12 meses

VAD = 1.565 DOLARES / KW / mes

Obteniendo un valor para el consumidor final de:

VAD = 17.29 \$ / KWH / mes + 1.565 \$ / KWH / mes

VAD = 18.855 DOLARES / KWH / mes

En cuanto al VAD de energía se tiene:

ETAPA FUNCIONAL	DOLARES / KWH / mes
Líneas de subtransmisión	0.0031
Subestaciones	0.0054
Circuitos primarios	0.0082
Transformadores	0.0104
Circuitos secundarios	0.0204
TOTAL	0.0474

Solo la etapa de Alumbrado Público registra un valor de 0.0543 DOLARES / KWH / mes.

Para fines de análisis tarifario, el VAD de atención al cliente es de 0.0167 DOLARES / KWH / mes

Sumando estos dos valores se tendría un valor hacia el consumidor final de **0.06411 DOLARES / KWH / mes.**

Costo acometidas, medidores = 1,730,252 DOLARES

Costo por Comercialización = 828,529 DOLARES

Costo total = 2,558,781 DOLARES

Energía corregida = 153,213,700 KWH

VAD = 2,558,781 DOLARES / 153,213,700 KWH

VAD = **0.0167 DOLARES / KWH**

Obteniendo un valor para el consumidor final de:

VAD = 0.0474 \$ / KWH / mes + 0.0167 \$ / KWH / mes

VAD = **0.06411 DOLARES / KWH / mes**

CUADRO 7
RESUMEN DEL VALOR AGREGADO
CON TASA DE DESCUENTO 0%

Página 1/3

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	VAD DE POTENCIA POR NIVEL S / KW / mes			VAD DE POTENCIA ACUMULADO POR NIVEL S / KW / mes		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	0.34	0.40	0.44	0.34	0.40	0.44
		SUBESTACIONES	0.57	0.79	0.86	0.91	1.19	1.30
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	0.99	1.33	1.40	1.90	2.52	2.70
		TRANSFORMADORES	0.77	1.32	1.30	2.66	3.84	4.00
		SECUNDARIO	2.68	3.35	3.82	5.34	7.19	7.82
4	ALUMBRADO PUBLICO PROPIO	9.25	11.90	13.75				
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES							
6	COMERCIALIZACION							
TOTALES			5.34	7.19	7.82			

CUADRO 7
RESUMEN DEL VALOR AGREGADO
CON TASA DE DESCUENTO 0%

Página 2/3

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	COSTO MEDIO DE ENERGIA POR NIVEL \$ KWH			COSTO MEDIO ACUMULADO POR NIVEL \$ KWH		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002
2	SUBTRANSMISION	LINEAS SUBESTACIONES	0.0009	0.0011	0.0012	0.0009	0.0011	0.0012
			0.0015	0.0020	0.0022	0.0024	0.0031	0.0034
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS TRANSFORMADORES SECUNDARIO	0.0026	0.0034	0.0035	0.0051	0.0065	0.0069
			0.0022	0.0036	0.0035	0.0073	0.0102	0.0104
			0.0077	0.0096	0.0101	0.0149	0.0198	0.0206
4	ALUMBRADO PUBLICO PROPIO		0.0248	0.0320	0.0361			
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES							
6	COMERCIALIZACION							
TOTAL			0.0149	0.0198	0.0206			

CUADRO 7
RESUMEN DEL VALOR AGREGADO
CON TASA DE DESCUENTO 0%

Página 3/3

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	NUMERO DE CLIENTES			VAD DE ATENCIÓN AL CLIENTE \$/cl. / mes			VAD DE ENERGIA DE ATENCIÓN AL CLIENTE \$ KWH		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002	2000	2001	2002
2	SUBTRANSMISION	LINEAS SUBESTACIONES									
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS TRANSFORMADORES SECUNDARIOS									
4	ALUMBRADO PUBLICO PROPIO										
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES										
6	COMERCIALIZACION		130.983	136.222	141.671	0.8933	1.0588	1.2450	0.0100	0.0113	0.0126
TOTAL									0.0100	1.0113	0.0126

CUADRO 8

Página 1/1

DETALLES DEL CALCULO DE LA ANUALIDAD 2000 – 2002
TASA DE DESCUENTO 11.2%

Nº	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	ACTIVOS 2000	DEP. ANUAL 2000	ACTIVOS 2001	ANUALIDAD 2001
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	3.746.240	23.529	3.821.165	434.186
		C. TERMICA	6.824.524	39.690	6.961.015	790.957
2	SUBTRANSMISION	LINEAS SUBESTACIONES	6.069.804	170.177	6.347.033	741.557
			9.220.294	204.125	10.212.426	1.193.173
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIA	14.332.211	409.486	15.040.282	1.812.021
		TRANSFORMADORES	15.006.671	347.959	15.451.294	1.861.539
		SECUNDARIA	19.203.640	553.325	20.225.873	2.436.770
4	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		9.719.004	274.970	10.864.014	1.527.523
5	ALUMBRADO PUBLICO		2.898.266	133.639	3.216.231	452.215
6	INSTALACIONES GENERALES		4.125.740	162.431	4.671.254	712.073
T O T A L E S			91.146.193	2.319.331	96.810.586	11.962.015

Nº	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	ACTIVOS 2.002	ANUALIDAD 2.002
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	3.897.589	442.870
		C. TERMICA	7.100.235	806.776
2	SUBTRANSMISION	LINEAS SUBESTACIONES	7.073.973	826.490
			11.062.900	1.292.538
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIA	15.855.150	1.910.195
		TRANSFORMADORES	15.936.570	1.920.004
		SECUNDARIA	21.408.828	2.579.290
4	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		12.222.051	1.718.468
5	ALUMBRADO PUBLICO		3.570.556	502.034
6	INSTALACIONES GENERALES		5.247.680	799.942
T O T A L E S			103.375.531	12.798.608

FUENTE: Departamento de Planificación EEASA

NOTAS: Valores en DOLARES y no se incluye terrenos

CUADRO 9
RESUMEN DE LA ANUALIDAD
CON TASA DE DESCUENTO 0% Y 11.2%

Página 1/1

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	ACTIVO 2000	ACTIVO 2001	ACTIVO 2002	TASA DE DESCUENTO 0%			TASA DE DESCUENTO 11.2%		
						2000	2001	2002	2000	2001	2002
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICAS C. TERMICAS	3.746.240	3.821.165	3.897.589	23.529	95.529	97.440	23.529	434.186	442.870
			6.824.524	6.961.015	7.100.235	39.690	174.025	177.506	39.690	790.957	806.776
2	SUBTRANSMISION	LINEAS SUBESTACIONES	6.069.604	6.347.033	7.073.973	170.177	211.356	235.563	170.177	741.558	826.490
			9.220.294	10.212.426	11.062.900	204.125	337.010	365.076	204.125	1.193.173	1.292.538
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS TRANSFORMADORES SECUNDARIOS	14.332.211	15.040.282	15.855.150	409.486	301.611	634.206	409.486		
			15.006.671	12.451.294	15.936.570	347.959	618.052	637.463	347.5	1.812.021	1.910.195
			19.203.640	20.225.873	21.408.828	553.325	809.035	856.353	959	1.861.539	1.920.004
4	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		9.719.004	10.864.014	12.222.051	274.970	724.630	815.211	274.970	1.527.523	1.718.468
5	ALUMBRADO PUBLICO		2.898.266	3.216.231	3.570.556	133.639	214.523	238.156	133.639	452.215	502.034
6	INSTALACIONES GENERALES		4.125.740	4.671.254	5.247.680	162.431	373.700	419.814	162.431	712.073	799.942
T O T A L E S			91.146.193	98.810.586	103.375.531	2.319.331	4.159.471	4.476.788	2.319.331	11.962.015	12.798.608

FUENTE: Departamento de planificación EEASA

CUADRO 10
RESUMEN DE COSTOS
CON TASA DE DESCUENTO 11.2 %

Página 1 / 4

Nº	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	GASTO DE EXPLOTACION					
			2000	RECLASIFICADO 2000	2001	RECLASIFICADO 2001	2002	RECLASIFICADO 2002
1	GENERACIÓN		108.578	189.340	232.253	353.609	287.206	437.848
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	33.324	58.111	41.726	63.529	53.724	81.903
		SUBESTACIONES	95.977	167.367	120.178	182.972	154.732	235.891
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	124.236	216.645	161.908	246.508	206.489	314.793
		TRANSFORMADORES	12.527	21.844	16.325	24.855	20.820	31.740
		SECUNDARIO	186.354	324.967	242.862	369.761	309.732	472.188
4	ALUMBRADO PUBLICO		120.866	210.768	157.517	239.822	200.888	306.255
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES		51.977	90.638	69.650	106.043	91.674	139.757
6	COMERCIALIZACION		538.630	1.017.744	544.184	828.529	706.572	1.077.175
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL		979.957		829.026		1.065.714	
T O T A L E S			2.297.425	2.297.425	2.415.629	2.415.629	3.097.550	3.097.550

FUENTE: Departamento de planificación EEASA

CUADRO 10
RESUMEN DE COSTOS
CON TASA DE DESCUENTO 11.2 %

Página 2 / 4

N°	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	ANUALIDAD					
			2000	RECLASIFICADO 2000	2001	RECLASIFICADO 2001	2002	RECLASIFICADO 2002
1	GENERACIÓN		63.219	67.980	1.225.143	1.302.689	1.249.646	1.332.959
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	170.177	182.992	741.558	788.495	826.490	881.592
		SUBESTACIONES	204.125	219.497	1.193.173	1.268.695	1.292.538	1.378.711
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	409.486	440.324	1.812.021	1.926.715	1.910.195	2.037.546
		TRANSFORMADORES	347.959	374.163	1.861.539	1.979.367	1.920.004	2.048.009
		SECUNDARIO	553.325	594.995	2.436.770	2.591.008	2.579.290	2.751.250
4	ALUMBRADO PUBLICO		133.639	143.703	452.215	480.838	502.034	535.504
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES		274.970	295.678	1.527.523	1.624.209	1.718.468	1.833.037
6	COMERCIALIZACION							
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL		162.431		712.073		799.942	
TOTALES			2.319.331	2.319.331	11.962.015	11.962.015	12.798.608	12.798.608

FUENTE: Departamento de planificación EEASA

CUADRO 10

**RESUMEN DE COSTO
CON TASA DE DESCUENTO 11.2 %**

Nº	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	TOTAL COSTOS		
			2000	2001	2002
1	GENERACIÓN				
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	241.103	852.024	936.494
		SUBESTACIONES	386.864	1.451.668	1.614.601
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	656.968	2.173.223	2.352.340
		TRANSFORMADORES	396.007	2.004.222	2.079.750
		SECUNDARIO	919.962	2.960.768	3.223.438
4	ALUMBRADO PUBLICO		354.471	720.660	841.759
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES		388.316	1.730.252	1.972.794
6	COMERCIALIZACION		1.017.744	828.529	1.077.175
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL				
T O T A L E S			4.359.438	12.721.346	14.125.351

FUENTE: Departamento de planificación EEASA

CUADRO 10
RESUMEN DE COSTOS
CON TASA DE DESCUENTO 11.2 %

Página 4 / 4

Nº	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	D. MAX. CORREGIDA (KW)			ENERGIA CORREGIDA (KWH)		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002
1	GENERACIÓN							
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	59.274	61.052	64.715	268.937.309	276.897.469	287.973.369
		SUBESTACIONES	56.385	61.574	61.574	525.506.687	270.354.700	291.660.788
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	55.342	60.449	60.449	247.934.127	264.867.309	286.215.610
		TRANSFORMADORES	43.082	47.083	47.083	181.344.611	193.387.373	209.646.204
		SECUNDARIO	39.609	43.312	43.312	166.482.702	180.482.964	195.709.443
4	ALUMBRADO PUBLICO		4.500	4.635	4.774	20.650.212	21.269.718	21.907.810
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES		33.925	35.008	37.247	140.226.749	153.213.700	167.322.123
6	COMERCIALIZACION							
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL							
T O T A L E S								

FUENTE: Departamento de planificación EEASA

CUADRO 11
RESUMEN DEL VALOR AGREGADO
CON TASA DE DESCUENTO 0%

Página 1/3

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	VAD DE POTENCIA POR NIVEL S / KW / mes			VAD DE POTENCIA ACUMULADO POR NIVEL S / KW / mes		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	0.34	1.16	1.24	0.34	1.16	1.24
		SUBESTACIONES	0.57	2.08	2.19	0.91	3.25	3.43
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	0.99	3.18	3.24	1.90	6.42	6.67
		TRANSFORMADORES	0.77	3.76	3.68	2.67	10.18	10.35
		SECUNDARIO	2.68	7.11	7.82	5.35	17.29	18.17
4	ALUMBRADO PUBLICO PROPIO		9.25	20.06	22.51			
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES							
6	COMERCIALIZACION							
TOTALES			5.34	17.29	18.17			

CUADRO 11
RESUMEN DEL VALOR AGREGADO
CON TASA DE DESCUENTO 11.2 %

Página 2/3

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	COSTO MEDIO DE ENERGIA POR NIVEL \$ KWH			COSTO MEDIO ACUMULADO POR NIVEL \$ KWH		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	0.0009	0.0031	0.0033	0.0009	0.0031	0.0033
		SUBESTACIONES	0.0015	0.0054	0.0055	0.0024	0.0084	0.0089
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	0.0026	0.0082	0.0082	0.0051	0.0167	0.0171
		TRANSFORMADORES	0.0022	0.0104	0.0099	0.0073	0.0270	0.0270
		SECUNDARIO	0.0077	0.0204	0.0208	0.0149	0.0474	0.0478
4	ALUMBRADO PUBLICO PROPIO	0.0248	0.0543	0.0592				
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES							
6	COMERCIALIZACION							
TOTAL			0.0149	0.0474	0.0478			

CUADRO 11
RESUMEN DEL VALOR AGREGADO
CON TASA DE DESCUENTO 11.2 %

Página 3/3

N°	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	NUMERO DE CLIENTES			VAD DE ATENCIÓN AL CLIENTE \$/ cl. / mes			VAD DE ENERGIA DE ATENCIÓN AL CLIENTE \$ KWH		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002	2000	2001	2002
2	SUBTRANSMISION	LINEAS SUBESTACIONES									
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS TRANSFORMADORES SECUNDARIOS									
4	ALUMBRADO PUBLICO PROPIO										
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES										
6	COMERCIALIZACION		130.983	136.222	141.671	0.8933	1.5653	1.7940	0.0100	0.0167	0.0182
TOTAL									0.0100	0.0167	0.0182

3.2 VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN SECTOR URBANO

Para el cálculo del Valor Agregado de Distribución del Sector Urbano se considera la Zona Urbana No1 y Zona Urbana No2.

3.2.1 DETERMINACIÓN DE COSTOS POR NIVELES

Se establecen los costos para cada nivel de tensión del sistema, por etapas funcionales, con el siguiente detalle:

- Generación
- Alta Tensión
 - Línea de subtransmisión a 69 kV
 - Subestaciones de Subtransmisión de 69/13.8 kV
- Media Tensión
 - Primarios de distribución a 13.8 kV, y 4.16kV
- Baja Tensión
 - Transformadores de distribución
 - Redes secundarias
 - Instalaciones de Alumbrado Público y
 - Acometidas y Mediciones

Para poder desagregar las inversiones de las redes de distribución en media y baja tensión y considerando el inventario y avalúo de la etapa funcional de distribución, en la cual se realiza la valoración de las redes de distribución de acuerdo a la división de la contabilidad, para el sector urbano es:

Zona N01 urbana

Zona N02 urbana

Dentro de cada una de estas partes, se considera el siguiente detalle de cuentas:

- Conductores y Accesorios- que básicamente comprende el detalle de conductores aéreos divididos en primarios y secundarios
- Postes, torres y accesorios- en el que se contabilizan los apoyos o postes
- Estructuras para distribución primaria.- se detallan los materiales componentes de las estructuras soportantes, de los primarios incluyendo tensores, puestas a tierra, etc
- Estructuras para distribución secundaria.- son todos los materiales componentes de las estructuras de soporte de los secundarios, incluyendo tensores, puestas a tierra, etc.
- Alumbrado Público.- en donde se especifica el tipo de luminaria, potencia y sus accesorios: brazo, abrazadera, etc.

Obteniéndose de esta forma los siguientes valores::

	PRIMARIOS	SECUNDARIOS
	%	%
ZONA N01 URBANO	56.67	43.33
ZONA N02 URBANO	45.95	54.05

Fuente: Inventarios y avalúos EEASA.

Del total de inversiones en distribución se reparte con los porcentajes indicados anteriormente.

Luego tenemos:

- Acometidas y Medidores ; e
- Instalaciones Generales.

Finalmente, como el cálculo del VAD es la base para la fijación de precios y tarifas en el detalle de inversiones se excluyen los valores de los terrenos.

En el cuadro Nro. 1 se presenta la información de las inversiones, de acuerdo a los datos registrados en el Balance al 31 de diciembre del año 2000

CUADRO 1

Página 1 / 1

DETALLE DE CORRECCION MONETARIA DE ACTIVOS**SECTOR URBANO**

Moneda Utilizada en dólares

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	ACTIVOS	ACT. REVLZ.	INCREMENTOS	ACT. TOTAL
			2000	2001	2001	2001
1	GENERACIÓN	C. HIDRAULICA	1.873.120	1.910.583	-	1.910.583
		C. TERMICAS	3.412.262	3.480.507	-	3.480.507
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	4,183,778	4,267,453	62,037	4,329,490
		SUBESTACIONES	6,292,898	6,418,756	569,455	6,988,211
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	2,058,175	2,099,339	162,743	2,262,082
		TRANSFORMADORES	4,108,359	4,190,526	55,798	4,246,324
		SUCUNDARIOS	2,821,093	2,877,515	246,439	3,123,954
4	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		3,411,167	3,479,390	371,684	3,851,074
5	ALUMBRADO PUBLICO		1,379,538	1,407,129	130,000	1,537,129
6	INSTALACIONES GENERALES		2,857,282	2,914,428	185,200	3,099,628
TOTALES			32,397,672	33,045,626	1,783,356	34,828,982

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	ACTIVOS	ACT. REVLZ.	INCREMENTOS	ACT. TOTAL
			2001	2002	2002	2002
1	GENERACIÓN	C. HIDRAULICA	1.910.583	1.948.794	-	1.948.794
		C. TERMICAS	3.480.507	3.550.118	-	3.550.118
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	4,329,490	4,416,080	434,259	4,850,339
		SUBESTACIONES	6,988,211	7,127,975	142,675	7,270,650
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	2,262,082	2,307,323	321,992	2,629,315
		TRANSFORMADORES	4,264,324	4,331,250	110,397	4,441,648
		SUCUNDARIOS	3,123,954	3,186,433	487,587	3,674,,021
4	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		3,851,074	3,928,096	446,021	4,374,117
5	ALUMBRADO PUBLICO		1,537,129	1,567,871	145.000	1,712,871
6	INSTALACIONES GENERALES		3,099,628	3,161,620	193,400	3,355,020
TOTALES			34,828,982	35,525,562	2,281,331	37,806,893

FUENTE: Departamento Financiero EEASA

NOTAS.- Valores en DOLARES y no se incluye terrenos

3.2.2 PLAN DE OBRAS 2000 – 2001

Las obras adicionales que ingresarán al sistema eléctrico durante los ejercicios 2001 y 2002, son tomados de la respectiva Pro forma Presupuestaria de Inversiones en el caso del 2001, y del plan quinquenal 2001 – 2004 de equipamiento de la Institución para el 2002 y que fueron presentadas oportunamente al CONELEC, como se puede observar en el cuadro Nro. 2. Aquellas inversiones realizadas con contribución de los accionistas como son: Municipios, Consejos Provinciales, no fueron consideradas. Además los créditos contraídos por parte de la empresa para atender en forma adecuada la demanda de energía que requiere el sistema eléctrico en los próximos años, se registró los desembolsos anuales que la empresa debe realizar.

CUADRO 2

PLAN DE OBRAS 2001 - 2002
(Dólares)
SECTOR URBANO

		VALOR REAL	
		2001 Dólares	2002 Dólares
TOTAL	SUBTRANSMISION	631,492	575,934
	S/E Existentes		
	Adecuaciones S/E	461,675	34,895
	S/E Nuevas		
	S/E Nueva Batán	107,780	107,700
	Líneas Existentes		
	L. Baños/Puyo Seg.	62,037	434,250
TOTAL	DISTRIBUCION URBANA	464,980	919,976
	Red subterránea Ambato	240,000	650,000
	Mejoramiento y reposición R. Urbanas T.	20,000	24,000
	Mejoramiento y reposición R. Urbanas P.	156,600	187,920
	Control de carga	48,380	58,056
TOTAL	ALUMBRADO PUBLICO	130000	145000
	Zona Urbana Ambato	130,000	145,000
TOTAL	ACOMETIDAS Y MEDIDORS	371684	446021
	Zona Urbana Ambato	190,260	228,312
	Zona Urbana Puyo	42,000	50,400
	Rectificación Tung. Past. y Palora	139,424	167,309
TOTAL	INVERSIONES GENERALS	185,200	193,400
	Herramientos y Equipos	25,600	49,400
	Muebles	3,200	3,840
	Automatización	60,000	72,000
	Obras Civiles	8,000	9,600
	Vehículos	79,600	48,000
	Estudios	8,800	10,560
TOTAL	INVERSIONES	1,783,356	2,281,331

FUENTE: Proforma presupuestaria E.E.A.S.A. Ejercicio 2001

Departamento Financiero

NOTAS

(2001) Datos del Presupuesto

(2002) Proyección

3.2.3 ANUALIDADES

En el cuadro Nro. 3 se calculan los valores de las anualidades por etapas, sobre la base de la información del cuadro Nro. 1 siguiendo el procedimiento empleado por la contabilidad hasta el momento, es decir usando los índices de depreciación de cada etapa funcional empleados en el balance del año 2000.

El valor de la anualidad de las INVERSIONES GENERALES es distribuido proporcionalmente en los demás niveles del servicio, incluyendo la generación de acuerdo a su activo.

3.4 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los gastos de operación y mantenimiento correspondientes al ejercicio anual se los obtiene del balance, cuya desagregación permite distribuirlos en las etapas funcionales consideradas y que han sido señaladas para los costos de inversión. Los gastos administrativos totales son distribuidos en los diferentes niveles o etapas del servicio proporcionalmente a sus valores, considerando los respectivos incrementos para cada año subsiguiente.

Los gastos de operación y mantenimiento corresponden al ejercicio 2001 se los toman del Presupuesto de Explotación.

Para el ejercicio 2002 se los ha proyectado con un incremento del 33% para Mano de Obra producto de la aplicación del Duodécimo Contrato Colectivo de Trabajo según Resolución de Junta General de Accionistas Nro. 24 del 21 de diciembre del 2000 y el incremento decretado por el gobierno para el año 2001 y para el año 2002.

CUADRO 3

Página 1 / 1

DETALLE DEL CALCULO DE LA ANUALIDAD 2000 - 2001
SECTOR URBANO

N°	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	ACTIVOS	DEP. ANUAL	ACTIVOS	ANUALIDAD
			2000	2000	2001	2001
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	1.873.120	12.941	1.910.583	47.765
		C. TERMICAS	3.412.267	21.830	3.480.507	87.013
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	4.183.778	117.303	4.329.490	144.172
		SUBESTACIONES	6.292.898	140.585	6.988.211	230.611
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	2.058.175	57.171	2.262.082	90.483
		TRANSFORMADORES	4.108.359	112.481	4.246.324	169.853
		SUCUNDARIOS	2.821.093	76.071	3.123.954	124.958
4--	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		3.411.167	126.135	3.851.074	256.867
5	ALUMBRADO PUBLICO		1.379.538	63.681	1.537.129	102.526
6	INSTALACIONES GENERALES		2.857.282	112.467	3.099.628	247.970
TOTALES			32,397,672	840,664	34,828,982	1,502,218

N°	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	ACTIVOS	ANUALIDAD
			2002	2002
1	GENERACIÓN	C. HIDRAULICA	1.948.794	48.720
		C. TERMICAS	3.550.339	88.753
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	4.850.339	161.516
		SUBESTACIONES	7.270.650	239.931
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	2.629.315	105.173
		TRANSFORMADORES	4.441.648	177.666
		SUCUNDARIOS	3.674.021	146.961
4	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		4.374.117	291.754
5	ALUMBRADO PUBLICO		1.712.871	114.249
6	INSTALACIONES GENERALES		3.355.020	268.402
TOTALES			37,806,893	1,643,124

FUENTE: Departamento de Planificación EEASA

NOTAS.- Valores en DOLARES y no se incluye terrenos

Se considera también un incremento del 18% para Materiales y Varios con relación a la inflación anual “esperada” para el 2002 a pesar de tener un país dolarizado se ha considerado un porcentaje de inflación, luego de consultar a diferentes medios de comunicación.

En el cuadro Nro. 4 se anotan los valores respectivos desglosados Mano de Obra, Materiales, Varios y el total para los años 2000. 2001 y 2002 de cada una de las etapas funcionales (Cuadro Nro. 4 páginas 1 – 3) y un resumen de los gastos de explotación totalizados de los mismos años (Cuadro Nro. 4 página 4)

3.2. 5 COSTO DE PERDIDAS

El análisis pormenorizado de los porcentajes de pérdidas de potencia y energía en cada uno de los niveles o etapas funcionales del sistema, se basa en el estudio presentado anteriormente por la empresa, considerando que para el año 2000 la Empresa disminuyó las pérdidas de energía con relación a 1999, esta disminución se produce en su mayoría en secundarios, acometidas y medidores que involucra la reducción de las pérdidas comerciales.

Los límites admisibles para la elaboración de los Pliegos Tarifarios al consumidor final, en cuanto a la etapa de Distribución, serán los siguientes, en correspondencia con la composición de las zonas de servicio predominantes, dentro de las áreas de concesión de las diferentes Empresas de Distribución:

Area predominantemente urbana	12 %
Area urbana y rural equilibradas	14 %

CUADRO 4

Página 1 / 4

**GASTOS DE EXPLOTACIÓN
GASTOS DIRECTOS 2000**

SECTOR URBANO

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	MANO DE OBRA	MATERIALES	VARIOS	TOTAL
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	17.985	15.921	4.520	37.777
		C. TERMICAS	12.495	2.373	1.643	16.512
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	19.115	9	3.846	22.970
		SUBESTACIONES	38.142	12.837	14.540	65.519
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	13.490	4.723	1.897	20.111
		TRANSFORMADORES	311	2.689	214	3.214
		SUCUNDARIOS	21.437	7.312	2.840	31.590
4	ALUMBRADO PUBLICO		25.180	31.536	812	57.528
5	COMERCIALIZACION		113.961	16.038	82.059	212.059
6	ADMINISTRACIÓN		456.303	35.414	178.202	669.919
7	MANTENIMIENTO INSTALACIONES GENERALES		115	5.506	5.017	10.639
TOTALES			718.534.	133.729	295.574	1.147.837

FUENTE: Balance General 2000.- Departamento Financiero

NOTAS.- Valores en DOLARES.

CUADRO 4

Página 2 / 4

**GASTOS DE EXPLOTACIÓN
GASTOS DIRECTOS 2001**

SECTOR URBANO

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	MANO DE OBRA	MATERIALES	VIARIOS	TOTAL
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	27.058	28.416	23.342	78.816
		C. TERMICAS	16.768	13.412	7.131	37.311
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	20.619	3.377	4.766	28.762
		SUBESTACIONES	58.123	10.217	13.336	81.676
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	16.704	7.895	1.618	26.217
		TRANSFORMADORES	2.886	1.254	260	4.400
		SUCUNDARIOS	26.544	12.222	2.422	41.188
4	ALUMBRADO PUBLICO		46.874	22.928	4.685	74.487
5	COMERCIALIZACION		182.975	17.391	25.353	225.719
6	ADMINISTRACIÓN		399.628	53.132	114.259	567.019.00
7	MANTENIMIENTO INSTALACIONES GENERALES		6.298	845	1.822	8.965
TOTALES			804.477	171.089	198.994	1.174.560

FUENTE: Proforma Presupuestaria 2001.- Departamento Financiero

NOTAS.- Valores en DOLARES.

CUADRO 4

Página 3 / 4

**GASTOS DE EXPLOTACIÓN
GASTOS DIRECTOS 2002**

SECTOR URBANO

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	MANO DE OBRA	MATERIALES	VARIOS	TOTAL
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	35.987	33.531	27.544	97.062
		C. TERMICAS	22.301	15.826	8.415	46.524
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	27.423	3.985	5.624	37.032
		SUBESTACIONES	77.304	12.056	15.736	105.096
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	22.216	9.316	1.909	33.442
		TRANSFORMADORES	3.838	1.480	307	5.625
		SUCUNDARIOS	35.304	14.422	2.858	52.583
4	ALUMBRADO PUBLICO		62.342	27.055	5.528	94.926
5	COMERCIALIZACION		243.357	20.521	29.917	293.795
6	ADMINISTRACIÓN		531.505	62.696	134.826	729.027
7	MANTENIMIENTO INSTALACIONES GENERALES		8.376	997	2.150	11.523
TOTALES			1.069.954	201.885	234.813	1.506.652

NOTAS.- Valores Proyectados.

CUADRO 4

Página 4 / 4

RESUMEN DE GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**SECTOR URBANO**

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	2000 (1)	2001 (2)	2002 (3)
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	37.777	78.816	97.062
		C. TERMICAS	16.512	37.311	46.542
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	22.970	28.762	37.032
		SUBESTACIONES	65.519	81.676	105.096
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	20.111	26.217	33.442
		TRANSFORMADORES	3.214	4.400	5.625
		SUCUNDARIOS	31.590	41.188	52.583
4	ALUMBRADO PUBLICO		57.528	74.487	94.926
5	COMERCIALIZACION		212.059	225.719	293.795
6	ADMINISTRACIÓN		669.919	567.019	729.027
7	MANTENIMIENTO INSTALACIONES GENERALES		10.639	8.965	11.523
TOTALES			1.147.837	1.174.560	1.506.652

- NOTAS.-
- (1) Datos del Balance
 - (2) Datos del Presupuesto de Explotación
 - (3) Datos proyectados
 - (4) No se incluye combustible

Las pérdidas no técnicas se las mantuvo constante de acuerdo a lo estipulado por el CONELEC para el año 2001. que debe ser del 2% señalándose que la Empresa sigue implementando los programas de control de pérdidas que permitirá reducirlas en los próximos años, meta bastante difícil de alcanzar debido al paulatino incremento de las tarifas hacia el consumidor final.

En cuanto a pérdidas de potencia se registro una disminución para el año 2002 y al seguir contando con la gestión de control de pérdidas no técnicas, se considera también la reducción por programas de mejoramiento en secundarios y acometidas como se aprecia en el Cuadro Nro. 5

Como dicha información se determinan los valores de la demanda de potencia y energía en cada nivel, a partir de las barras de 69 KV de las subestaciones del S.N.I. en las que se recibe la energía, esto es en:

- Líneas de 69 KV
- Subestaciones de subtransmisión
- Alimentadores primarios
- Transformadores de distribución
- Secundarios y
- Medidores y acometidas.

La influencia de los usos indebidos o pérdidas no técnicas, tanto en energía como en potencia se asignan a los niveles correspondientes a redes de baja tensión y acometidas Esta asignación se la hace tomando en consideración que la Sección de Control de Pérdidas de la Empresa, realiza constantes monitoreos al sector industrial, que viene a constituir un 2.10% por lo que no existen perdidas en los niveles de media tensión.

Finalmente se deben considerar las cargas que se encuentran conectadas en los niveles de tensión anteriores al sistema de bajo voltaje Estas cargas son el Sistema Eléctrico Tena que recibe el servicio directamente a 69KV en la barra de

la subestación Puyo, por lo que se lo considera al sistema como un solo cliente conectado en Alta Tensión, en tanto que los clientes en Media Tensión, que disponen de sistemas de medida en media tensión o sea a 13.8 KV, se les asigna un 30% de contribución en la demanda total coincidente del sistema, que para el año 2000 alcanzo un valor de 60MW.

Con los valores recopilados de la Informática Estadística del 2000, proyectados a los dos años siguientes, se corrigen las tasas de crecimiento de las demandas de potencia y energía en los respectivos niveles o etapas funcionales del sistema, Tasas que debido al aumento de potencia y energía que se ha registrado en el ámbito nacional, en particular en la Empresa, en los últimos meses, se ha visto la necesidad de corregir este valor para el presente año, en un 8% dato que considera una proyección normal.

En el cuadro Nro. 5 se pueden apreciar las demandas de potencia y energía considerando las pérdidas, así como los valores corregidos por efecto de las cargas especiales y clientes que registran la medición de Media Tensión

CUADRO 5

INFLUENCIA DE LAS PERDIDAS EN LA DEMANDA DE POTENCIA SECTOR URBANO

No.	ETAPA FUNCIONAL		PERDIDAS % 2000	ASIGNACIÓN P. NO TEC. 2000	PERDIDAS % 2001 - 2002	ASIGNACIÓN P. NO TEC. 2001 - 2002	DEMANDA MÁXIMA KW			D. MAX CORREGIDA POR CARGAS ESPECIALES		
							2000	2001	2002	2000	2001	2002
1	GENERACIÓN (dato)						21.107	21.740	23.044	21.107	21.740	23.045
2	SUBTRANSMISION	LINEAS:	1.19 %		1.20 %		20.855	21.479	22.768	20.856	21.482	22.770
		SUBESTACIONES	0.59 %		0.58 %		20.731	21.353	22.634	20.731	21.353	22.634
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS:	1.69 %		1.70 %		20.374	20.983	22.242	20.374	20.983	22.242
		TRANSFORMADORES	2.89 %		2.90 %		19.764	20.353	21.574	15.931	16.405	17.389
		SECUNDARIOS	3.67 %	1.98 %	3.65 %	1.96 %	18.572	19.929	20.282	14.739	15.981	16.097
4	ACOMETIDAS		1.43 %	0.49 %	1.43 %	0.49 %	18.166	18.717	19.840	12.082	12.449	13.266
5	P. NO TÉCNICAS		2.47 %		2.45 %					SOLO ALUMBRADO PUBLICO		
TOTAL PERDIDAS			13.93 %		13.91 %					2.252	2.319	2.389

CARGAS ESPECIALES			
	NIVEL	D. MAX	ENERGIA
		2000	2000
CLIENTES M.T	13.8 KV	3.833	21.489.892

FUENTE: Estudio de Pérdidas EEASA.- Departamento de Planificación

CUADRO 5

INFLUENCIA DE LAS PERDIDAS EN LA DEMANDA DE ENERGIA SECTOR URBANO

ETAPA FUNCIONAL		PERDIDAS % 2000	ASIGNACIÓN P. NO TEC. 2000	PERDIDAS % 2001 - 2002	ASIGNACIÓN P. NO TEC. 2001 - 2002	ENERGIA KWH			ENERGIA CORREGIDA POR CARGAS ESPECIALES		
						2000	2001	2002	2000	2001	2002
DISPONIBLE						118.343.713	121.657.184	126.523.472	118.343.713	121.657.184	126.523.472
SUBTRANSMISION	LINEAS:	1.20 %		1.22 %		116.923.588	120.172.967	124.979.885	116.923.588	120.197.298	125.005.190
	SUBESTACIONES	0.59 %		0.60 %		116.225.360	119.443.024	124.220.745	116.225.360	119.443.024	124.220.745
DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS:	1.70 %		1.73 %		114.213.517	117.335.921	122.029.358	114.213.517	117.335.921	122.029.358
	TRANSFORMADORES	2.90 %		2.95 %		110.781.550	113.747.034	118.296.916	89.291.658	90.752.850	93.693.138
	SECUNDARIOS	3.69 %	1.84%	2.95 %	1.48 %	104.242.823	108.353.971	112.688.130	82.752.931	85.359.787	88.084.353
ACOMETIDAS		1.44 %	0.64 %	1.54 %	0.52 %	101.775.593	105.846.617	110.080.481	70.423.211	72.644.756	74.911.759
P. NO TÉCNICAS		2.48 %		2.00 %					SOLO ALUMBRADO PUBLICO		
TOTAL PERDIDAS		14.00 %		13.00 %					9.862.490	10.207.677	10.584.946
ENERGIA FACTURADA (dato)						101.775.593	105.846.617	110.080.4810			

FUENTE: Estudio de Pérdidas EEASA.- Departamento de Planificación

3.2.6 RESUMEN DE COSTOS

En el cuadro Nro. 6 se resumen los Gastos de Operación y Mantenimiento (Gastos de Explotación), Anualidades y los Costos totales de cada etapa así como los valores de las demandas de potencia y energía a aplicar, considerando una tasa de descuento del 0%.

CUADRO 6

Página 1 / 4

RESUMEN DE COSTO
SECTOR URBANO
CON TASA DE DESCUETO 0%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	GASTOS DE EXPLOTACIÓN					
			2000	RECLASIFICADO 2000	2001	RECLASIFICADO 2001	2002	RECLASIFICADO 2002
1	GENERACIÓN		54.289	133.357	116.127	227.871	143.604	282.418
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	22.970	56.425	28.762	56.438	37.032	72.829
		SUBESTACIONES	65.519	160.942	81.676	16.269	105.096	206.687
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	20.111	49.400	26.217	51.444	33.442	65.768
		TRANSFORMADORES	3.214	7.896	4.400	8.634	5.625	11.062
		SECUNDARIOS	31.590	77.599	41.188	80.821	52.583	103.413
4	ALUMBRADO PUBLICO		57.528	141.312	74.487	146.163	94.926	186.685
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)		0	0	0	0	0	0
6	COMERCIALIZACION		212.059	520.906	225.719	442.919	293.795	577.790
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL		680.558		575.984		740.550	
TOTALES			1.147.837	1.147.837	1.174.560	1.174.560	1.506.652	1.506.652

VALOR EN DOLARES

CUADRO 6

RESUMEN DE COSTO
SECTOR URBANO
CON TASA DE DESCUETNO 0%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	ANUALIDAD					
			2000	RECLASIFICADO 2000	2001	RECLASIFICADO 2001	2002	RECLASIFICADO 2002
1	GENERACIÓN		34.770	40.140	134.777	161.423	137.473	164.313
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	117.303	135.420	144.172	172.675	161.516	193.051
		SUBESTACIONES	140.585	162.298	230.611	276.204	239.931	288.778
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	57.171	66.001	90.483	108.372	105.173	125.707
		TRANSFORMADORES	112.481	129.853	169.853	203.434	177.666	212.354
		SECUNDARIOS	76.071	87.820	124.958	149.663	146.961	1753654
4	ALUMBRADO PUBLICO		63.681	73.516	102.526	122.796	114.249	136.554
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)		126.135	145.616	256.867	307.650	291.754	348.716
6	COMERCIALIZACION							
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL		112.467		247.970		268.402	
TOTALES			840.664	840.664	1.502.218	1.502.218	1.643.124	1.643.124

VALOR EN DOLARES

CUADRO 6

**RESUMEN DE COSTO
SECTOR URBANO
CON TASA DE DESCUENTO 0%**

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	GASTOS DE EXPLOTACIÓN		
			2000	2001	2002
1	GENERACIÓN				
2	SUBTRANSMISION	LINEAS SUBESTACIONES	191.844	229.114	265.880
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	115.401	159.817	191.474
		TRANSFORMADORE S	137.749	212.068	223.416
		SECUNDARIOS			
4	ALUMBRADO PUBLICO		214.828	268.959	323.240
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)		145.616	307.650	348.716
6	COMERCIALIZACION		520.906	442.919	577.790
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL				
TOTALES			1.815.004	2.287.484	1.703.045

VALOR EN DOLARES

CUADRO 6

Página 4 / 4

RESUMEN DE COSTO
SECTOR URBANO
CON TASA DE DESCUETO 0%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	D. MAX. CORREGIDA (KW)			ENERGIA CORREGIDA (KWH)		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002
1	GENERACIÓN							
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	20.856	21.482	22.770	116.923.588	120.197.298	125.005.190
		SUBESTACIONES	20.731	21.353	22.634	116.225.360	119.443024	124.220.745
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	20.374	20.983	22.242	114.213.517	117.335.921	122.029.358
		TRANSFORMADORES	15.931	16.405	17.389	89.291.658	90.752.850	93.693.138
		SECUNDARIOS	14.739	15.981	16.097	82.752.931	85.359.787	88.084.553
4	ALUMBRADO PUBLICO		2.252	2.319	2.389	9.862.490	10.207.677	10.564.946
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)		12.082	12.449	13.266	70.423.211	72.644.756	74.911.759
6	COMERCIALIZACION							
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL							
TOTALES								

3.2.7 VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN SECTOR URBANO

Los costos totales divididos para la demanda máxima de cada etapa nos dan como resultado el VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN por unidad de potencia y para cada nivel del sistema, de acuerdo a las instrucciones del Reglamento de Tarifas al Consumidor, como se puede apreciar en el CUADRO Nro. 7 (Pág. 1/3), con los siguientes resultados para el año 2001:

ETAPA FUNCIONAL	DOLARES /KW/ mes
Líneas de subtransmisión	0.89
Subestaciones	1.70
Circuitos primarios	0.63
Transformadores	1.08
Circuitos secundarios	2.60
TOTAL	6.90

Ejemplo:

Para Subestaciones.

Costo Total = 436,473 Dólares

Demanda Máxima = 21,353 KW

VAD = 436,473Dólares / 21,353KW / 12 meses

VAD. = 1.70 DOLARES/KW/mes

Se ha calculado también el costo unitario que por su demanda exclusiva tendría el servicio de alumbrado público, como referencia para el análisis tarifario.

Costo Total = 268,959 DOLARES

Demanda Máxima = 2,319 KW

VAD = 268,959 DOLARES / 2,319KW /12 meses

VAD = 9.67 DOLARES /KW /mes + 2.60 DOLARES/ KW/mes

VAD = 12,27 DOLARES /KW/ mes

En este cuadro se anotan también los valores acumulados a partir de las barras de 69 KV que es el nivel de recepción de la energía del SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN, hacia las líneas del sistema de subtransmisión a fin de conocer el costo aplicable a cada etapa funcional, dando como resultado final a nivel de usuario en baja tensión de **6.90 DOLARES /KW/ mes**, para el año 2001

Por último, el valor agregado por consumidor, que se obtiene dividiendo el costo conjunto de acometidas, medidores y comercialización, para el número de clientes en DOLARES/CLIENTES/MES, para el 2001, es; 1.4171 \$ / KW /mes (Cuadro 7 Página 3)

Número de Clientes = 44,139

Demanda Máxima = 12,449 KW

Costo Servicio a Clientes y Medidores = 307,650 DOLARES

Costo Comercialización = 442,919 DOLARES

Costo Total = 750,569 DOLARES

VAD = 750,569 DOLARES / 44,132 CLIENTES / 12 meses

VAD = 1.4171 DOLARES / CLIENTES / MES

Con el propósito de ilustrar los resultados obtenidos, y compararlos con los precios actuales, también se han calculado los valores unitarios del costo por energía, así mismo para cada nivel y acumulados (Cuadro Nro. 7 Página 2), resumidos a continuación.

ETAPA FUNCIONAL	DOLARES /KWH/mes
Líneas de subtransmisión	0.0019
Subestaciones	0.0037
Circuitos primarios	0.0014
Transformadores	0.0023
Circuitos secundarios	0.0059
TOTAL	0.0151

Se ha considerado los costos de las acometidas y medidores además de los costos de comercialización (Valor agregado distribución de Atención al Cliente) registrándose un valor de \$ 0.0103 /KWH

Costo acometidas, medidores y comercialización = 750,569 DOLARES

Energía corregida = 72,644,756 KWH

VAD = 0.0103 DOLARES / KWH

Este último valor debería ir combinado con el VAD de Demanda o con el costo de energía media hasta el nivel de baja tensión (Secundarios), obteniéndose un resultado de \$ 0.0254 / kwh / mes.

3.2.8 TASA DE DESCUENTO

Los resultados del VAD obtenidos con el proceso descrito, cubren los costos del servicio, por lo que se realiza un ejercicio considerando también el cálculo de la anualidad, utilizando una tasa de descuento del 11.2%, tasa asignada por el CONELEC.

En el cuadro Nro. 8 se detallan los cálculos de las anualidades para los años 2001 y 2002, utilizando funcionales de: Generación 40 años, Subtransmisión 30 años, Distribución 25 años, Acometidas y Medidores 15 años e Instalaciones Generales 12.5 años.

De donde se obtienen los índices a ser aplicados para el cálculo de las anualidades correspondientes al ejercicio 2001 – 2002, ya que para el año 2000 se considera la depreciación anual.

Presentándose luego un cuadro comparativo del cálculo de las anualidades con tasas de descuento del 0% y 11.2 % (Cuadro Nro. 9)

Calculándose luego los costos totales por etapas funcionales, que corresponden a los costos de explotación y anualidades, permitiéndonos de esta forma establecer los valores del VAD de potencia y energía, como se indican en los cuadros Nro. 10 y 11.

PARA OBTENER CON EL 11.2% COMO TASA DE DESCUENTO

ETAPA FUNCIONAL	DOLARES / KW /mes
Líneas de subtransmisión	2.42
Subestaciones	4.20
Circuitos primarios	1.42
Transformadores	2.96
Circuitos Secundarios	4.65
TOTAL	15.66

Acumulado a partir de las barras de 69 kV hasta las líneas de baja tensión:
15.66 \$ / kW / mes

Ejemplo:

Para Subestaciones.

Costo Total = 1,076,865 Dólares

Demanda Máxima = 21,353 KW

VAD = 1,076,865 Dólares / 21,353 KW / 12 meses

VAD. = 4,20 DOLARES/KW/mes

Se ha calculado también el valor que tendría la etapa de Alumbrado Público obteniéndose un valor de 18.62 \$ / KW /mes

Costo Total = 388,793 Dólares

Demanda Máxima = 2,319 KW

VAD = 388,793 Dólares / 2,319 KW / 12 meses

VAD. = 13.97 DOLARES/KW/mes + 4.65 DOLARES / KW / mes

VAD = 18.62 DOLARES / KW / mes

Y el valor VAD de atención al cliente 1.9839 DOLARES / KW /mes, valor que sumando al acumulado de baja tensión 15.66 \$ / KW/ mes, contabiliza un valor de **17.64 , DOLARES / KW /mes**

En cuanto al VAD de energía se tiene:

ETAPA FUNCIONAL	DOLARES / KWH / mes
Líneas de subtransmisión	0.0052
Subestaciones	0.0090
Circuitos primarios	0.0030
Transformadores	0.0064
Circuitos secundarios	0.0105
TOTAL	0.0341

Solo la etapa de Alumbrado Público registra un valor de:

0.0485 DOLARES / KWH / mes.

Como se indicó anteriormente con fines de análisis tarifario, el VAD de atención al cliente es de 0.0145 DOLARES /KWH /mes

Como y ase mencionó combinando estos dos valores se tendría un valor hacia el consumidor final de **0.06300 DOLARES / KWH / mes.**

Costo acometidas, medidores y comercialización = 607,879 DOLARES

Costo por Comercialización = 442,919 DOLARES

Costo total = 1,050,798 DOLARES

Energía corregida = 72,644,756 KWH

VAD = 1,050,798 DOLARES /72,644,756 KWH

VAD = 0.0145 DOLARES /KWH

Obteniendo un valor para el consumidor final de:

VAD = 0.0485 \$ / KWH / mes + 0.0145 \$ / KWH / mes

VAD = 0.06300 DOLARES / KWH / mes

CUADRO 7

**RESUMEN DEL VALOR AGREGADO
SECTOR URBANO
CON TASA DE DESCUENTO 0%**

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	VAD DE POTENCIA POR NIVEL0			VAD DE POTENCIA ACUMULADO POR NIVEL		
			\$ / KW / mes			\$ / KW / mes		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	0.77	0.89	0.97	0.77	0.89	0.97
		SUBESTACIONES	1.30	1.70	1.82	2.07	2.59	2.79
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	0.47	0.63	0.72	2.54	3.23	3.51
		TRANSFORMADORES	0.72	1.08	1.07	3.26	4.30	4.58
		SECUNDARIOS	2.15	2.60	3.12	5.41	6.91	7.70
4	ALUMBRADO PUBLICO		10.10	12.27	14.39			
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)							
6	COMERCIALIZACION							
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL							
TOTALES			5.41	6.91	7.70			

CUADRO 7

RESUMEN DEL VALOR AGREGADO
SECTOR URBANO
CON TASA DE DESCUENTO 0%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	COSTO MEDIO DE ENERGIA POR NIVEL			COSTO MEDIO ACUMULADO POR NIVEL		
			\$ / KW /mes			\$ / KW / mes		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	0.0016	0.0019	0.0021	0.0016	0.0019	0.0021
		SUBESTACIONES	0.0028	0.0037	0.0040	0.0044	0.0056	0.0061
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	0.0010	0.0014	0.0016	0.0054	0.0069	0.0077
		TRANSFORMADORES	0.0015	0.0023	0.0024	0.0070	0.0093	0.0101
		SECUNDARIOS	0.0046	0.0059	0.0068	0.0116	0.0151	0.0169
4	ALUMBRADO PUBLICO	0.0264	0.0322	0.0374				
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)							
6	COMERCIALIZACION							
TOTALES			0.0116	0.0151	0.0169			

CUADRO 7

RESUMEN DEL VALOR AGREGADO
SECTOR URBANO
CON TASA DE DESCUENTO 0%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	NUMERO DE CLIENTES			VAD DE ATENCIÓN AL CLIENTE \$/ cl / MES			VAD DE ENERGIA DE ATENCIÓN AL CLIENTE \$ KWH		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002	2000	2001	2002
2	SUBTRANSMISION	LINEAS SUBESTACIONES									
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS TRANSFORMADORES SECUNDARIOS									
4	ALUMBRADO PUBLICO										
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES										
6	COMERCIALIZACION		42.441	44.139	45.904	1.3087	1.4171	1.6820	0.0095	0.0103	0.0124
TOTALES											

CUADRO 8

Página 1 / 1

DETALLE DEL CALCULO DE LA ANUALIDAD 2000 - 2002**SECTOR URBANO****TASA DE DESCUENTO 11.2**

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	ACTIVOS 2000	DEP. ANUAL 2000	ACTIVOS 2001	ANUALIDAD 2001
1	GENERACIÓN	C. HIDRAULICA	1.873.120	12.941	1.910.583	217.093
		C. TERMICAS	3.412.262	21.830	3.480.507	395.478
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	4.183.778	117.303	4.329.490	505.838
		SUBESTACIONES	6.292.898	140.585	6.988.211	816.470
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	2.058.175	57.171	2.262.082	272.531
		TRANSFORMADORES	4.108.359	112.481	4.246.324	511.588
		SUCUNDARIOS	2.821.093	76.071	3.123.954	376.367
4	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		3.411.167	126.135	3.851.074	541.476
5	ALUMBRADO PUBLICO		1.379.538	63.681	1.537.129	216.126
6	INSTALACIONES GENERALES		2.857.282	112.467	3.099.628	472.499
TOTALES			32.397.672	840.664	34.828.982	4.325.467

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	ACTIVOS 2002	ANUALIDAD 2002	%
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	1.948.794	221.435	11.36
		C. TERMICAS	3.550.339	403.388	11.36
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	4.850.339	566.691	11.68
		SUBESTACIONES	7.270.650	849.469	11.68
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	2.629.315	316.774	12.04
		TRANSFORMADORES	4.441.648	535.120	12.04
		SUCUNDARIOS	3.674.021	442.638	12.04
4	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		4.374.117	615.018	14.06
5	ALUMBRADO PUBLICO		1.712.871	240.836	14.06
6	INSTALACIONES GENERALES		3.355.020	511.430	15.24
TOTALES			37.806.893	4.702.800	

NOTAS.- Valores en DOLARES y no se incluye terrenos

CUADRO 9

Página 1 / 1

RESUMEN DE LA ANUALIDAD
CON TASA DE DESCUENTO 0% Y 11.2%
SECTOR URBANO

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	ACTIVO 2000	ACTIVO 2001	ACTIVO 2002	TASA DE DESCUENTO 0%			TASA DE DESCUENTO 11.2 %		
						2000	2001	2002	2000	2001	2002
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICAS	1.873.120	1.910.583	1.948.794	12.941	47.765	48.720	12.941	217.093	221.435
		C. TERMICAS	3.412.262	3.480.507	3.550.118	21.830	87.013	88.753	21.303	395.478	403.388
2	SUBTRANSMISION	LÍNEAS	4.183.778	4.329.490	4.850.339	117.303	144.172	161.516	117.303	505.838	566.691
		SUBESTACIONES	6.292.898	6.988.211	7.270.650	140.585	230.611	239.931	140.585	816.470	849.459
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	2.058.175	2.262.082	2.626.315	57.171	90.483	105.173	57.171	272.531	316.774
		TRANSFORMADORES	4.108.359	4.246.324	4.441.648	112.481	169.853	177.666	112.481	511.588	535.120
		SECUNDARIOS	2.821.093	3.123.954	3.674.021	76.071	124.958	146.961	76.071	376.367	442.638
4	ALUMBRADO PUBLICO		3.411.167	3.851.074	4.374.117	126.135	256.867	291.754	126.135	541.476	615.018
5	ALUMBRADO PUBLICO		1.379.538	1.537.129	1.712.871	63.681	102.526	114.249	63.681	216.126	240.836
6	INSTALACIONES GENERALES		2.857.282	3.099.628	3.355.020	112.467	247.970	268.402	112.467	472.499	511.430
TOTALES			32.397.672	34.806.982	37.806.893	840.664	1.502.218	1.643.124	840.664	4.325.467	4.702.800

FUENTE: Departamento de Planificación EEASA

NOTA: Valores en DOLARES

CUADRO 10

RESUMEN DE COSTO
SECTOR URBANO
CON TASA DE DESCUENTO 11.2%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	GASTOS DE EXPLOTACIÓN					
			2000	RECLASIFICADO 2000	2001	RECLASIFICADO 2001	2002	RECLASIFICADO 2002
1	GENERACIÓN		54.289	133.357	116.127	227.871	143.604	282.418
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	22.970	56.425	81.676	56.438	37.032	72.829
		SUBESTACIONES	65.519	160.942		160.269	105.096	206.687
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	20.111	49.400	26.217	51.444	33.442	65.768
		TRANSFORMADORES	3214	7.896	4.400	8.634	5.625	11.062
		SECUNDARIOS	31.590	77.599	41.188	80.821	52.583	103.413
4	ALUMBRADO PUBLICO		57.528	141.312	74.487	146.163	94.926	186.685
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)		0	0	0	0	0	0
6	COMERCIALIZACION		212.059	520.906	225.719	442.919	293.795	577.790
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL		680.558		575.984		740.550	
TOTALES			1.147.837	1.147.837	1.174.560	1.174.560	1.506.652	1.506.652

FUENTE: Departamento de Planificación EEASA

CUADRO 10

**RESUMEN DE COSTO
SECTOR URBANO
CON TASA DE DESCUENTO 11.2%**

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	ANUALIDAD					
			2000	RECLASIFICADO 2000	2001	RECLASIFICADO 2001	2002	RECLASIFICADO 2002
1	GENERACIÓN		34.770	40.140	612.571	687.692	624.823	701.064
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	117.303	135.420	505.838	567.870	566.691	635.839
		SUBESTACIONES	140.585	162.298	816.470	916.596	849.469	953.121
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	57.171	66.001	272.531	305.952	316.774	355.427
		TRANSFORMADORES	112.481	129.853	511.588	574.325	535.120	600.416
		SECUNDARIOS	76.071	87.820	376.367	422.522	442.638	496.649
4	ALUMBRADO PUBLICO		63.681	73.516	216.126	242.630	240.836	270.223
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)		126.135	145.616	541.476	607.879	615.018	690.062
6	COMERCIALIZACION							
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL		112.467		472.499		511.430	
TOTALES			840.664	840.664	4.325.467	4.325.467	4.702.800	4.702.800

FUENTE: Departamento de Planificación EEASA

CUADRO 10

**RESUMEN DE COSTO
SECTOR URBANO
CON TASA DE DESCUENTO 11.2%**

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	TOTAL COSTOS SUCRES		
			2000	2001	2002
1	GENERACIÓN				
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	191.844	624.308	708.668
		SUBESTACIONES	323.239	1.076.865	1.159.808
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	115.401	357.396	421.195
		TRANSFORMADORES	137.749	582.959	611.478
		SECUNDARIOS	165.419	503.344	600.062
4	ALUMBRADO PUBLICO		214.828	388.793	456.909
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)		145.616	607.879	690.062
6	COMERCIALIZACION		520.906	442.919	577.790
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL				
TOTALES			1.815.004	4.584.463	5.225.971

FUENTE: Departamento de Planificación EEASA

CUADRO 10

**RESUMEN DE COSTO
SECTOR URBANO
CON TASA DE DESCUENTO 11.2%**

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	D.MAX. CORREGIDA (KW)			ENERGIA CORREGIDA (KWH)		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002
1	GENERACIÓN							
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	20.856	21.482	22.770	116.923.588	120.197.298	125.005.190
		SUBESTACIONES	20.731	21.353	22.364	116.225.360	119.443.024	124.220.745
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	20.374	20.983	22.242	114.213.517	117.335.921	122.029.358
		TRANSFORMADORES	15.931	16.405	17.389	89.291.658	90.752.850	93.693.138
		SECUNDARIOS	14.739	15.981	16.097	82.752.931	85.359.787	88.084.353
4	ALUMBRADO PUBLICO		2.252	2.319	2.389	9.862.490	10.207.677	10.564.946
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)		12.082	12.449	13.266	70.423.211	72.644.756	74.911.759
6	COMERCIALIZACION							
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL							
TOTALES								

FUENTE: Departamento de Planificación EEASA

CUADRO 11

RESUMEN DEL VALOR AGREGADO
SECTOR URBANO
CON TASA DE DESCUENTO 11.2%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	VAD DE POTENCIA POR NIVEL \$/ KW /mes			VAD DE POTENCIA ACUMULADO POR NIVEL \$/ KW /mes		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002
1	SUBTRANSMISION	LINEAS	0.77	2.42	2.59	0.77	2.42	2.59
		SUBESTACIONES	1.30	4.20	4.27	2.07	6.62	6.86
2	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	0.47	1.42	1.58	2.54	8.04	8.44
		TRANSFORMADORES	0.72	2.96	2.93	3.26	11.01	11.37
		SECUNDARIOS	2.15	4.65	5.47	5.41	15.66	16.84
3	ALUMBRADO PUBLICO PROPIO	10.10	18.62	21.41				
4	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES							
5	COMERCIALIZACION							
TOTALES			5.41	15.66	16.84			

CUADRO 11

RESUMEN DEL VALOR AGREGADO
SECTOR URBANO
CON TASA DE DESCUENTO 11.2%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	COSTO MEDIO DE ENERGIA POR NIVEL \$ KW			COSTO MEDIO ACUMULADO POR NIVEL \$ KWH		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002
1	SUBTRANSMISION	LINEAS	0.0016	0.0052	0.0057	0.0016	0.0052	0.0057
		SUBESTACIONES	0.0028	0.0090	0.0093	0.0044	0.0142	0.0150
2	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	0.0010	0.0030	0.0035	0.0054	0.0173	0.0185
		TRANSFORMADORES	0.0015	0.0064	0.0065	0.0070	0.0237	0.0250
		SECUNDARIOS	0.0046	0.0105	0.0120	0.0116	0.0341	0.0370
3	ALUMBRADO PUBLICO PROPIO	0.0264	0.0485	0.0552				
4	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES							
5	COMERCIALIZACION							
TOTALES			0.0116	0.0341	0.0370			

CUADRO 11

RESUMEN DEL VALOR AGREGADO
SECTOR URBANO
TASA DE DESCUENTO DEL 11.2%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	NUMERO DE CLIENTES			VAD DE ATENCIÓN AL CLIENTE \$/ ab / mes			VAD DE ENERGIA DE ATENCIÓN AL CLIENTE \$ KWH		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002	2000	2001	2002
2	SUBTRANSMISION	LINEAS SUBESTACIONES									
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS TRANSFORMADORES SECUNDARIOS									
4	ALUMBRADO PUBLICO										
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES										
6	COMERCIALIZACION		42.441	44.139	45.904	1.3087	1.9839	2.306	0.0095	0.0145	0.0169
TOTALES									0.0095	0.0145	0.0169

3.3 VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN SECTOR RURAL

Para el cálculo del Valor Agregado de Distribución del Sector Rural se considera la Zona Rural No1 y Zona Rural No2. y Zona No3

3.3.1 DETERMINACIÓN DE COSTOS POR NIVELES

Se establecen los costos para cada nivel de tensión del sistema, por etapas funcionales, con el siguiente detalle:

- Generación
- Alta Tensión
 - Línea de subtransmisión a 69 kV
 - Subestaciones de Subtransmisión de 69/13.8 kV
- Media Tensión
 - Primarios de distribución a 13.8 kV, y 4.16kV
- Baja Tensión
 - Transformadores de distribución
 - Redes secundarias
 - Instalaciones de Alumbrado Público y
 - Acometidas y Mediciones

Para poder desagregar las inversiones de las redes de distribución en media y baja tensión y considerando el inventario y avalúo de la etapa funcional de distribución, en la cual se realiza la valoración de las redes de distribución de acuerdo a la división de la contabilidad, para el sector rural es:

Zona N01 Rural

Zona N02 Rural

Zona No 3

Dentro de cada una de estas partes, se considera el siguiente detalle de cuentas:

- Conductores y Accesorios- que básicamente comprende el detalle de conductores aéreos divididos en primarios y secundarios
- Postes, torres y accesorios- en el que se contabilizan los apoyos o postes
- Estructuras para distribución primaria.- se detallan los materiales componentes de las estructuras soportantes, de los primarios incluyendo tensores, puestas a tierra, etc
- Estructuras para distribución secundaria.- son todos los materiales componentes de las estructuras de soporte de los secundarios, incluyendo tensores, puestas a tierra, etc.
- Alumbrado Público.- en donde se especifica el tipo de luminaria, potencia y sus accesorios: brazo, abrazadera, etc.

Obteniéndose de esta forma los siguientes valores::

	PRIMARIOS	SECUNDARIOS
	%	%
ZONA No1 RURAL	56.67	43.33
ZONA No2 RURAL	45.95	54.05
ZONA No3	61.20	38.80

Fuente: Inventarios y avalúos EEASA.

Del total de inversiones en distribución se reparte con los porcentajes indicados anteriormente.

Luego tenemos:

- Acometidas y Medidores ; e
- Instalaciones Generales.

Finalmente, como el cálculo del VAD es la base para la fijación de precios y tarifas en el detalle de inversiones se excluyen los valores de los terrenos.

En el cuadro Nro. 1 se presenta la información de las inversiones, de acuerdo a los datos registrados en el Balance al 31 de diciembre del año 2000.

En cuanto al índice de revalorización o reexpresión, se aplicó un solo valor para todos los componentes del 2%

Con esas referencias se efectúan los cálculos de reexpresión de las inversiones para 2001 a las que se añaden las inversiones del ejercicio 2001

Igual procedimiento se realiza para el ejercicio 2002.

3.3.2 PLAN DE OBRAS 2000 – 2001

Las obras adicionales que ingresarán al sistema eléctrico durante los ejercicios 2001 y 2002, son tomados de la respectiva Pro forma Presupuestaria de Inversiones en el caso del 2001, y del plan quinquenal 2001 – 2004 de equipamiento de la Institución para el 2002 y que fueron presentadas oportunamente al CONELEC, como se puede observar en el cuadro Nro. 2. Aquellas inversiones realizadas con contribución de los accionistas como son: Municipios, Consejos Provinciales, no fueron consideradas. Además los créditos contraídos por parte de la empresa para atender en forma adecuada la demanda de energía que requiere el sistema eléctrico en los próximos años, se registró los desembolsos anuales que la empresa debe realizar.

CUADRO 1

Página 1 / 1

DETALLE DE CORRECCION MONETARIA DE ACTIVOS**SECTOR RURAL**

Moneda Utilizada en dólares

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	ACTIVOS 2000	ACT. REVLZ. 2001	INCREMENTOS 2001	ACT. TOTAL 2001
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	1.873.120	1.910.583	-	1.910.583
		C. TERMICAS	3.412.262	3.480.507	-	3.480.507
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	1.885.826	1.923.542	27.963	1.951.505
		SUBESTACIONES	2.927.396	2.985.944	199.845	3.185.789
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	12.274.036	12.519.517	201.340	12.720.856
		TRANSFORMADORES	10.898.312	11.116.278	69.031	11.185.309
		SUCUNDARIOS	16.382.546	16.710.197	304.886	17.015.083
4	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		6.307.837	6.433.994	578.946	7.012.940
5	ALUMBRADO PUBLICO		1.518.728	1.549.102	130.000	1.679.102
6	INSTALACIONES GENERALES		1.268.457	1.293.827	277.800	1.571.627
TOTALES			58.748.521	59.923.491	1.789.810	61.713.302

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	ACTIVOS 2001	ACT. REVLZ. 2002	INCREMENTOS 2002	ACT. TOTAL 2002
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	1.910.583	1.948.794	-	1.948.794
		C. TERMICAS	3.480.507	3.550.118	-	3.550.118
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	1.951.505	1.990.535	195.741	2.186.276
		SUBESTACIONES	3.185.789	3.249.505	15.105	3.264.610
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	12.720.856	12.975.273	241.607	13.216.881
		TRANSFORMADORES	11.185.309	11.409.015	82.837	11.491.852
		SUCUNDARIOS	17.015.083	17.355.385	365.863	17.721.247
4	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		7.012.940	7.153.199	694.735	7.847.934
5	ALUMBRADO PUBLICO		1.679.102	1.712.685	145.000	1.857.685
6	INSTALACIONES GENERALES		1.571.627	1.603.059	290.100	1.893.159
TOTALES			61.713.302	62.947.568	2.030.988	64.978.556

NOTAS.- Valores en DOLARES y no se incluye terrenos

CUADRO 2

PLAN DE OBRAS 2001 - 2002
(Dólares)
SECTOR RURAL

		VALOR REAL	
		2001 Dólares	2002 Dólares
TOTAL	SUBTRANSMISION	227,808	210,846
	S/E Existentes		
	Adecuaciones S/E	199,845	15,105
	Líneas Existentes		
	L. Baños/Puyo Seg.	27,963	195,741
TOTAL	DISTRIBUCION RURAL	72,570	87,084
	Control de carga	72,570	87,084
TOTAL	ELECTRIFICACION RURAL	502,686	603,223
	Proyectos para nuevos usuarios rural T.	40,000	48,000
	Mejoramiento y reposición R. Rurales T.	452,686	543,223
	Mejoramiento y reposición R. Rurales P.	10,000	12,000
TOTAL	ALUMBRADO PUBLICO	130000	145000
	Zona Rural Ambato	130,000	145,000
TOTAL	ACOMETIDAS Y MEDIDORS	578,946	694,735
	Zona Rural Tungurahua	327,810	393,372
	Zona Rural Pastaza Palora	31,500	37,800
	Rectificación Tung. Past. y Palora	219,636	263,563
TOTAL	INVERSIONES GENERALS	277,800	290,100
	Herramientos y Equipos	25,600	49,400
	Muebles	3,200	3,840
	Automatización	60,000	72,000
	Obras Civiles	8,000	9,600
	Vehículos	79,600	48,000
	Estudios	8,800	10,560
TOTAL	INVERSIONES	1,789,810	2,030,988

FUENTE. Proforma presupuestaria E.E.A.S.A. Ejercicio 2001

Departamento Financiero

NOTAS

(2001) Datos del Presupuesto

(2002) Proyección

3.3.3 ANUALIDADES

En el cuadro Nro. 3 se calculan los valores de las anualidades por etapas, sobre la base de la información del cuadro Nro. 1 siguiendo el procedimiento empleado por la contabilidad hasta el momento, es decir usando los índices de depreciación de cada etapa funcional empleados en el balance del año 2000.

El valor de la anualidad de las INVERSIONES GENERALES es distribuido proporcionalmente en los demás niveles del servicio, incluyendo la generación de acuerdo a su activo.

3.3.4 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los gastos de operación y mantenimiento correspondientes al ejercicio anual se los obtiene del balance, cuya desagregación permite distribuirlos en las etapas funcionales consideradas y que han sido señaladas para los costos de inversión.

Los gastos administrativos totales son distribuidos en los diferentes niveles o etapas del servicio proporcionalmente a sus valores, considerando los respectivos incrementos para cada año subsiguiente.

Los gastos de operación y mantenimiento corresponden al ejercicio 2001 se los toman del Presupuesto de Explotación.

Para el ejercicio 2002 se los ha proyectado con un incremento del 33% para Mano de Obra producto de la aplicación del Duodécimo Contrato Colectivo de Trabajo según Resolución de Junta General de Accionistas Nro. 24 del 21 de diciembre del 2000 y el incremento decretado por el gobierno para el año 2001 y para el año 2002.

CUADRO 3

Página 1 / 1

DETALLE DEL CALCULO DE LA ANUALIDAD 2000 - 2001
SECTOR RURAL

Nº	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	ACTIVOS 2000	DEP. ANUAL 2000	ACTIVOS 2001	ANUALIDAD 2001
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	1.873.120	10.588	1.910.583	47.765
		C. TERMICAS	3.412.262	17.861	3.480.507	87.013
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	1.885.826	52.874	1.951.505	64.985
		SUBESTACIONES	2.927.396	63.540	3.186.789	105.313
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	12.274.036	352.315	12.720.856	508.834
		TRANSFORMADORES	10.898.312	235.478	11.185.309	447.412
		SUCUNDARIOS	16.382.546	477.254	17.015.083	680.603
4--	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		6.307.837	148.835	7.012.940	467.763
5	ALUMBRADO PUBLICO		1.518.728	69.958	1.679.102	111.996
6	INSTALACIONES GENERALES		1.268.457	49.964	1.571.627	125.730
TOTALES			58.748.521	1.478.667	61.713.302	2.647.233

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	ACTIVOS 2002	ANUALIDAD 2002	%
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	1.948.794	48.720	2.5
		C. TERMICAS	3.550.339	88.753	2.5
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	2.186.276	72.803	3.3
		SUBESTACIONES	3.264.610	107.732	3.3
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	13.216.881	528.675	4.0
		TRANSFORMADORES	11.491.852	459.674	4.0
		SUCUNDARIOS	17.721.247	708.850	4.0
4	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		7.847.934	523.457	6.67
5	ALUMBRADO PUBLICO		1.857.685	123.908	6.67
6	INSTALACIONES GENERALES		1.893.159	151.453	8.0
TOTALES			64.978.556	2.814.025	

NOTAS - Valores en DOLARES y no se incluye terrenos

CUADRO 4

**GASTOS DE EXPLOTACIÓN
GASTOS DIRECTOS 2000**

SECTOR RURAL

N°	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	MANO DE OBRA	MATERIALES	VARIOS	TOTAL
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	17.985	15.921	4.520	37.777
		C. TERMICAS	12.495	2.373	1.643	16.512
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	8,616	4	1,734	10,354
		SUBESTACIONES	18,393	4,891	7,175	30,459
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	69,622	24,507	9,997	104,125
		TRANSFORMADORES	807	7,877	628	9,312
		SUCUNDARIOS	103,230	36,533	15,000	154,764
4	ALUMBRADO PUBLICO		28,603	33,838	898	63,338
5	COMERCIALIZACION		192,9751	29,787	148,809	371,571
6	ADMINISTRACIÓN		199.045	15,567	80,071	294,682
7	MANTENIMIENTO INSTALACIONES GENERALES		52	2,424	2.241	4,717
TOTALES			651,823	173,092	272,696	1,097,611

FUENTE: Balance General 2000.- Departamento Financiero

NOTAS.- Valores en DOLARES.

CUADRO 4

Página 2 / 4

**GASTOS DE EXPLOTACIÓN
GASTOS DIRECTOS 2001**

SECTOR RURAL

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	MANO DE OBRA	MATERIALES	VIARIOS	TOTAL
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	27.058	28.416	23.342	78.816
		C. TERMICAS	16.768	13.412	7.131	37.311
2	SUBTRANSMISIÓN	LINEAS	9,294	1,522	2,148	12,964
		SUBESTACIONES	28,029	3,893	6,580	38,502
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	86,207	40,961	8,525	135,693
		TRANSFORMADORES	7,491	3,672	762	11,925
		SUCUNDARIOS	127,822	61,061	12,792	201,675
4	ALUMBRADO PUBLICO		53,246	24,602	5,182	83,030
5	COMERCIALIZACION		309,841	32,298	45,975	388,114
6	ADMINISTRACIÓN		174,322	23,355	51,339	249,016
7	MANTENIMIENTO INSTALACIONES GN.		3,389	372	814	4,025
TOTALES			842,917	233,564	164,590	1,241,071

FUENTE: Proforma Presupuestaria 2001.- Departamento Financiero

NOTAS.- Valores en DOLARES.

CUADRO 4

Página 4 / 4

RESUMEN DE GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

SECTOR RURAL

N°	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	2000 (1)	2001 (2)	2002 (3)
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	37.777	78.816	97.062
		C. TERMICAS	16.512	37.311	46.542
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	10,354	12,964	16,692
		SUBESTACIONES	30,459	38,502	49,637
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	104,125	135,693	173,049
		TRANSFORMADORES	9,312	11,925	15,195
		SUCUNDARIOS	154,764	201,675	257,150
4	ALUMBRADO PUBLICO		63,338	83,030	105,962
5	COMERCIALIZACION		371,571	388,144	504,114
6	ADMINISTRACIÓN		294,682	249,016	319,987
7	MANTENIMIENTO INSTALACIONES GENERALES		4,717	4,025	5,395
TOTALES			1,097,611	1,241,071	1,591,121

FUENTE: Departamento Financiero: EEASA

- NOTAS.-
- (1) Datos del Balance
 - (2) Datos del Presupuesto de Explotación
 - (3) Datos proyectados
 - (4) No se incluye combustible

Las pérdidas no técnicas se las mantuvo constante de acuerdo a lo estipulado por el CONELEC para el año 2001. que debe ser del 2% señalándose que la Empresa sigue implementando los programas de control de pérdidas que permitirá reducirlas en los próximos años, meta bastante difícil de alcanzar debido al paulatino incremento de las tarifas hacia el consumidor final.

En cuanto a pérdidas de potencia se registro una disminución para el año 2002 y al seguir contando con la gestión de control de pérdidas no técnicas, se considera también la reducción por programas de mejoramiento en secundarios y acometidas como se aprecia en el Cuadro Nro. 5

Como dicha información se determinan los valores de la demanda de potencia y energía en cada nivel, a partir de las barras de 69 KV de las subestaciones del S.N.I. en las que se recibe la energía, esto es en:

- Líneas de 69 KV
- Subestaciones de subtransmisión
- Alimentadores primarios
- Transformadores de distribución
- Secundarios y
- Medidores y acometidas.

La influencia de los usos indebidos o pérdidas no técnicas, tanto en energía como en potencia se asignan a los niveles correspondientes a redes de baja tensión y acometidas Esta asignación se la hace tomando en consideración que la Sección de Control de Pérdidas de la Empresa, realiza constantes monitoreos al sector industrial, que viene a constituir un 2.10% por lo que no existen perdidas en los niveles de media tensión.

Finalmente se deben considerar las cargas que se encuentran conectadas en los niveles de tensión anteriores al sistema de bajo voltaje Estas cargas son el Sistema Eléctrico Tena que recibe el servicio directamente a 69KV en la barra de la subestación Puyo, por lo que se lo considera al sistema como un solo cliente

conectado en Alta Tensión, en tanto que los clientes en Media Tensión, que disponen de sistemas de medida en media tensión o sea a 13.8 KV, se les asigna un 30% de contribución en la demanda total coincidente del sistema, que para el año 2000 alcanzo un valor de 60MW.

Con los valores recopilados de la Informática Estadística del 2000, proyectados a los dos años siguientes, se corrigen las tasas de crecimiento de las demandas de potencia y energía en los respectivos niveles o etapas funcionales del sistema, Tasas que debido al aumento de potencia y energía que se ha registrado en el ámbito nacional, en particular en la Empresa, en los últimos meses, se ha visto la necesidad de corregir este valor para el presente año, en un 8% dato que considera una proyección normal.

En el cuadro Nro. 5 se pueden apreciar las demandas de potencia y energía considerando las pérdidas, así como los valores corregidos por efecto de las cargas especiales y clientes que registran la medición de Media Tensión

CUADRO 5

INFLUENCIA DE LAS PERDIDAS EN LA DEMANDA DE POTENCIA SECTOR RURAL

No.	ETAPA FUNCIONAL		PERDIDAS % 2000	ASIGNACIÓN P. NO TEC. 2000	PERDIDAS % 2001 / 2002	ASIGNACIÓN P. NO TEC. 2001 / 2002	DEMANDA MÁXIMA KW			D. MAX CORREGIDA POR CARGAS ESPECIALES		
							2000	2001	2002	2000	2001	2002
1	GENERACIÓN (dato)						32.532	33.508	35.519	32.532	33.508	35.518
2	SUBTRANSMISION	LINEAS:	1.18 %		1.18 %		32.148	33.113	35.099	32.148	33.113	35.099
		SUBESTACIONES	0.58 %		0.58 %		31.960	32.918	34.893	28.810	29.674	31.454
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS:	1.67 %		1.65 %		31.416	32.365	34.307	28.266	29.121	30.868
		TRANSFORMADORES	2.85 %		2.80 %		30.489	31.427	33.313	18.471	19.049	20.192
		SECUNDARIOS	3.62 %	1.94 %	3.62 %	1.92 %	28.679	30.767	31.346	16.661	18.389	18.225
4	ACOMETIDAS		1.41 %	0.49 %	1.40 %	0.48 %	28.062	28.942	30.678	13.962	14.419	15.349
5	P. NO TÉCNICAS		2.43 %		2.40 %					SOLO ALUMBRADO PUBLICO		
TOTAL PERDIDAS			13.74 %		13.63 %					2.082	2.144	2.209

CARGAS ESPECIALES			
	NIVEL	D. MAX 2000	ENERGIA 2000
TENA	69 KV	3.150	14.852.000
CLIENTES M.T	13.8 KV	8.868	41.949.187

FUENTE: Estudio de Pérdidas EEASA.- Departamento de Planificación

CUADRO 5

INFLUENCIA DE LAS PERDIDAS EN LA DEMANDA DE ENERGIA SECTOR RURAL

No.	ETAPA FUNCIONAL		PERDIDAS % 2000	ASIGNACIÓN P. NO TEC. 2000	PERDIDAS % 2001 - 2002	ASIGNACIÓN P. NO TEC. 2001 - 2002	ENERGIA KWH			ENERGIA CORREGIDA POR CARGAS ESPECIALES		
							2000	2001	2002	2000	2001	2002
1	DISPONIBLE						153.891.504	158.660.152	165.993.478	153.891.504	158.660.152	165.006.558
2	SUBTRANSMISION	LINEAS:	1.18 %		1.22 %		151.075.584	156.724.498	162.993.478	152.075.584	156.724.498	162.993.478
		SUBESTACIONES	0.58 %		0.60 %		151.183.013	155.772.537	162.003.439	136.331.013	139.806.637	144.999.384
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS:	1.87 %		1.73 %		148.613.025	153.024.544	159.145.525	133.761.025	137.132.904	142.141.471
		TRANSFORMADORES	2.85 %		2.95 %		144.227.117	146.344.069	154.277.832	87.425.930	87.566.799	89.246.153
		SECUNDARIOS	3.62 %	1.81%	2.95 %	1.48 %	135.877.580	141.310.665	146.963.091	79.076.393	80.533.394	81.931.412
4	ACOMETIDAS		1.41 %	0.63 %	1.54 %	0.52 %	132.731.422	138.040.679	143.562.306	66.811.797	67.825.826	68.762.729
5	P. NO TÉCNICAS		2.44 %		2.00 %					SOLO ALUMBRADO PUBLICO		
	TOTAL PERDIDAS		13.75 %		13.00 %					9.118.437	9.437.583	9.767.898
	ENERGIA FACTURADA (dato)						132.731.422	138.040.679	143.562.306			

FUENTE: Estudio de Pérdidas EEASA.- Departamento de Planificación

3.2.6 RESUMEN DE COSTOS

En el cuadro Nro. 6 se resumen los Gastos de Operación y Mantenimiento (Gastos de Explotación), Anualidades y los Costos totales de cada etapa así como los valores de las demandas de potencia y energía a aplicar, considerando una tasa de descuento del 0%.

CUADRO 6

RESUMEN DE COSTO
SECTOR RURAL
CON TASA DE DESCUENTO 0%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	GASTOS DE EXPLOTACIÓN					
			2000	RECLASIFICADO 2000	2001	RECLASIFICADO 2001	2002	RECLASIFICADO 2002
1	GENERACIÓN		54.289	74.652	116.127	145.868	143.604	180.520
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	10.354	14.237	12.964	16.284	16.692	20.983
		SUBESTACIONES	30.459	41.883	38.502	48.637	49.637	62.397
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	104.125	143.181	1325.693	173.049	173.049	217.534
		TRANSFORMADORES	9.312	12.805	11.925	15.195	15.195	19.101
		SECUNDARIOS	154.764	2.12.813	201.675	257.150	257.150	323.255
4	ALUMBRADO PUBLICO		63.338	87.096	83.030	105.962	105.962	133.202
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)		0	0	0	0	0	0
6	COMERCIALIZACION		371.571	510.943	388.114	487.513	504.451	634.129
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL		299.399		253.041		325.382	
TOTALES			1.097.611	1.097.611	1.241.071	1.591.121	1.591.121	1.591.121

FUENTE: Departamento de planificación EEASA valor en dólares

CUADRO 6

RESUMEN DE COSTO
SECTOR RURAL
CON TASA DE DESCUENTO 0%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	ANUALIDAD					
			2000	RECLASIFICADO	2001	RECLASIFICADO	2002	RECLASIFICADO
				2000		2001		2002
1	GENERACIÓN		28.448	29.443	134.777	141.498	137.473	145.293
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	52.874	54.723	64.985	68.225	72.803	76.944
		SUBESTACIONES	63.540	65.762	105.131	110.373	107.732	113.860
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	352.315	364.636	508.834	534.206	528.675	558.747
		TRANSFORMADORES	235.478	243.713	447.412	469.722	459.674	485.821
		SECUNDARIOS	477.254	493.945	680.603	714.540	708.850	749.171
4	ALUMBRADO PUBLICO		69.958	72.404	111.996	117.581	123.908	130.956
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)		148.835	154.040	467.763	491.087	523.457	553.233
6	COMERCIALIZACION							
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL		49.964		125.730		151.453	
TOTALES			1.478.667	1.478.667	2.647.233	2.647.233	2.814.025	2.814.025

FUENTE: Departamento de planificación EEASA valor en dólares

CUADRO 6

**RESUMEN DE COSTO
SECTOR RURAL
CON TASA DE DESCUENTO 0%**

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	TOTAL COSTOS		
			2000	2001	2002
1	GENERACIÓN				
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	68.960	84.510	97.927
		SUBESTACIONES	107.646	158.736	176.257
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	507.817	704.651	776.282
		TRANSFORMADORES	256.518	484.701	504.923
		SECUNDARIOS	706.758	967.866	1.072.426
4	ALUMBRADO PUBLICO		159.500	221.875	264.158
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)		154.040	491.087	553.233
6	COMERCIALIZACION		510.943	487.513	634.129
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL				
TOTALES			2.472.182	3.600.938	4.079.333

FUENTE: Departamento de Planificación EEASA valor dólares

CUADRO 6

RESUMEN DE COSTO
SECTOR RURAL
CON TASA DE DESCUENTO 0%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	D. MAX. CORREGIDA (KW)			ENERGIA CORREGIDA (KWH)		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002
1	GENERACIÓN							
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	32.148	33.113	35.099	152.075.584	156.724.498	162.993.478
		SUBESTACIONES	28.810	29.674	31.454	136.331.013	139.806.637	144.999.384
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	28.266	29.121	30.868	133.761.025	137.132.904	142.141.471
		TRANSFORMADORES	18.471	19.049	20.192	87.429.930	87.566.799	89.246.153
		SECUNDARIOS	16.661	18.389	18.225	79.076.393	80.533.394	81.931.412
4	ALUMBRADO PUBLICO		2.082	2.144	2.209	9.118.437	9.437.583	9.767.898
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)		13.962	14.419	15.349	66.811.797	67.825.826	68.762.729
6	COMERCIALIZACION							
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL							
TOTALES								

FUENTE: Departamento de Planificación EEASA

3.3.7 VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN SECTOR RURAL

Los costos totales divididos para la demanda máxima de cada etapa nos dan como resultado el VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN por unidad de potencia y para cada nivel del sistema, de acuerdo a las instrucciones del Reglamento de Tarifas al Consumidor, como se puede apreciar en el CUADRO Nro. 7 (Pág. 1/3), con los siguientes resultados para el año 2001:

ETAPA FUNCIONAL	DOLARES /KW/ mes
Líneas de subtransmisión	0.21
Subestaciones	0.45
Circuitos primarios	2.02
Transformadores	2.12
Circuitos secundarios	5.39
TOTAL	10.19

Ejemplo:

Para Subestaciones.

Costo Total = 158,736 Dólares

Demanda Máxima = 29,674 KW

VAD = 158,736Dólares / 29,674KW / 12 meses

VAD. = 0.45 DOLARES/KW/mes

Se ha calculado también el costo unitario que por su demanda exclusiva tendría el servicio de alumbrado público, como referencia para el análisis tarifario.

Costo Total = 221,875 DOLARES

Demanda Máxima = 2,144 KW

VAD = 221,875 DOLARES / 2,144KW /12 meses

VAD = 8.62 DOLARES /KW /mes + 5.39 DOLARES/ KW/mes

VAD = 14.01 DOLARES /KW/ mes

En este cuadro se anotan también los valores acumulados a partir de las barras de 69 KV que es el nivel de recepción de la energía del SISTEMA NACIONAL DE

TRANSMISIÓN, hacia las líneas del sistema de subtransmisión a fin de conocer el costo aplicable a cada etapa funcional, dando como resultado final a nivel de usuario en baja tensión de **10.19 DOLARES /KW/ mes**, para el año 2001.

Por último, el valor agregado por consumidor, que se obtiene dividiendo el costo conjunto de acometidas, medidores y comercialización, para el número de clientes en DOLARES/CLIENTES/MES, para el 2001, es; 0.8854 \$ / KW /mes (Cuadro 7 Página 3)

Número de Clientes = 92,102

Demanda Máxima = 14,419 KW

Costo Servicio a Clientes y Medidores = 491,087 DOLARES

Costo Comercialización = 487,513 DOLARES

Costo Total = 978,600 DOLARES

VAD = 978,600DOLARES / 92,102 CLIENTES / 12 meses

VAD = 0.8854 DOLARES / CLIENTES / MES

Con el propósito de ilustrar los resultados obtenidos, y compararlos con los precios actuales, también se han calculado los valores unitarios del costo por energía, así mismo para cada nivel y acumulados (Cuadro Nro. 7 Página 2), resumidos a continuación.

ETAPA FUNCIONAL	DOLARES /KWH/mes
Líneas de subtransmisión	0.0005
Subestaciones	0.0011
Circuitos primarios	0.0051
Transformadores	0.0055
Circuitos secundarios	0.00148
TOTAL	0.0271

Se ha considerado los costos de las acometidas y medidores además de los costos de comercialización (Valor agregado distribución de Atención al Cliente) registrándose un valor de 0.0144\$ /KWH

Costo acometidas, medidores y comercialización = 978,600 DOLARES

Energía corregida = 67,825,826 KWH

VAD = 978,600 DOLARES / 67,825,826 KWH

VAD = 0.0144 DOLARES / KWH

Este último valor debería ir combinado con el VAD de Demanda o con el costo de energía media hasta el nivel de baja tensión (Secundarios), obteniéndose un resultado de **0.0415 \$ / kwh / mes.**

3.3.8 TASA DE DESCUENTO

Los resultados del VAD obtenidos con el proceso descrito, cubren los costos del servicio, por lo que se realiza un ejercicio considerando también el cálculo de la anualidad, utilizando una tasa de descuento del 11.2%, tasa asignada por el CONELEC.

En el cuadro Nro. 8 se detallan los cálculos de las anualidades para los años 2001 y 2002, utilizando funcionales de: Generación 40 años, Subtransmisión 30 años, Distribución 25 años, Acometidas y Medidores 15 años e Instalaciones Generales 12.5 años.

De donde se obtienen los índices a ser aplicados para el cálculo de las anualidades correspondientes al ejercicio 2001 – 2002, ya que para el año 2000 se considera la depreciación anual.

Presentándose luego un cuadro comparativo del cálculo de las anualidades con tasas de descuento del 0% y 11.2 % (Cuadro Nro. 9)

Calculándose luego los costos totales por etapas funcionales, que corresponden a los costos de explotación y anualidades, permitiéndonos de esta forma establecer los valores del VAD de potencia y energía, como se indican en los cuadro Nro. 10 y 11.

PARA OBTENER CON EL 11.2% COMO TASA DE DESCUENTO

ETAPA FUNCIONAL	DOLARES / KW /mes
Líneas de subtransmisión	0.63
Subestaciones	1.22
Circuitos primarios	5.02
Transformadores	6.15
Circuitos Secundarios	12.32
TOTAL	25.33

Acumulado a partir de las barras de 69 kV hasta las líneas de baja tensión:

25.33 \$ / KW / mes

Ejemplo:

Para Subestaciones.

Costo Total = 432,683 Dólares

Demanda Máxima = 29,674 KW

VAD = 432,683Dólares / 29,674KW / 12 meses

VAD. = 1.22 DOLARES/KW/mes

Se ha calculado también el valor que tendría la etapa de Alumbrado Público obteniéndose un valor de 25,84 \$ / KW /mes

Costo Total = 348,063 Dólares

Demanda Máxima = 2,144 KW

VAD = 348,063Dólares / 2,144KW / 12 meses

VAD. = 13.52 DOLARES/KW/mes + 12.32 DOLARES / KW / mes

VAD = 25.84 DOLARES / KW / mes

Y el valor VAD de atención al cliente 1.3623 DOLARES / KW /mes, valor que sumando al acumulado de baja tensión 25.33 \$ / KW/ mes, contabiliza un valor de 26.69 , **DOLARES / KW /mes**

En cuanto al VAD de energía se tiene:

ETAPA FUNCIONAL	DOLARES / KWH / mes
Líneas de subtransmisión	0.0016
Subestaciones	0.0031
Circuitos primarios	0.0128
Transformadores	0.0161
Circuitos secundarios	0.0338
TOTAL	0.0673

Solo la etapa de Alumbrado Público registra un valor de 0.0706 DOLARES / KWH / mes.

Costo Total = 348,063 Dólares

Energía Corregida = 9,437,583 KWH

VAD = 348,063Dólares / 9,437,583KW

VAD. = 0.0369 DOLARES/KWH + 0.0338 DOLARES / KWH

VAD = 0.0706 DOLARES / KW

El VAD de Energía de atención al cliente es de 0.0222 DOLARES /KWH

Costo acometidas, medidores y comercialización = 1,505,635 DOLARES

Energía corregida = 67,825,826 KWH

VAD = 1,505,635 DOLARES / 67,825,826 KWH

VAD = 0.0222 DOLARES / KWH

Sumando estos dos valores se tendría un valor hacia el consumidor final de

VAD = 0.0706 \$ / KWH / mes + 0.0222 \$ / KWH / mes

VAD = 0.0928 DOLARES / KWH / mes

CUADRO 7

**RESUMEN DEL VALOR AGREGADO
SECTOR RURAL
CON TASA DE DESCUENTO 0%**

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	VAD DE POTENCIA POR NIVEL			VAD DE POTENCIA ACUMULADO POR NIVEL		
			\$ / KW / mes			\$ / KW / mes		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	0.18	0.21	0.23	0.18	0.21	0.23
		SUBESTACIONES	0.31	0.45	0.47	0.49	0.66	0.70
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	1.50	20.02	2.10	1.99	2.67	2.80
		TRANSFORMADORES	1.16	2.12	2.08	3.14	4.80	4.88
		SECUNDARIOS	4.33	5.39	6.11	7.48	10.19	10.99
4	ALUMBRADO PUBLICO		10.72	14.01	16.08			
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)							
6	COMERCIALIZACION							
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL							
TOTALES			7.48	10.19	10.99			

CUADRO 7

RESUMEN DEL VALOR AGREGADO
SECTOR RURAL
CON TASA DE DESCUENTO 0%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	COSTO MEDIO DE ENERGIA POR NIVEL			COSTO MEDIO ACUMULADO POR NIVEL		
			\$ / KW / mes			\$ / KW / mes		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	0.005	0.0005	0.006	0.005	0.0005	0.0006
		SUBESTACIONES	0.008	0.0011	0.0012	0.0012	0.0017	0.0018
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	0.0038	0.0051	0.0055	0.0050	0.0068	0.0073
		TRANSFORMADORES	0.0029	0.0055	0.0057	0.0080	0.0123	0.0129
		SECUNDARIOS	0.0110	0.0148	0.0163	0.0189	0.0271	0.0292
4	ALUMBRADO PUBLICO	0.0284	0.0383	0.0434				
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)							
6	COMERCIALIZACION							
TOTALES			0.0189	0.0271	0.0292			

CUADRO 7

RESUMEN DEL VALOR AGREGADO
SECTOR RURAL
CON TASA DE DESCUENTO 0%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	NUMERO DE CLIENTES			VAD DE ATENCIÓN AL CLIENTE \$/ cl / MES			VAD DE ENERGIA DE ATENCIÓN AL CLIENTE \$ KWH		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002	2000	2001	2002
2	SUBTRANSMISION	LINEAS SUBESTACIONES									
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS TRANSFORMADORES SECUNDARIOS									
4	ALUMBRADO PUBLICO										
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES										
6	COMERCIALIZACIÓN		88.560	92.102	95.786	0.6257	0.8854	1.0330	0.0100	0.0144	0.0173
TOTALES									0.0100	0.0144	0.0173

CUADRO 8

Página 1 / 1

DETALLE DEL CALCULO DE LA ANUALIDAD 2000 - 2002

SECTOR RURAL

TASA DE DESCUENTO 11.2 %

Nº	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	ACTIVOS	DEP. ANUAL	ACTIVOS	ANUALIDAD
			2000	2000	2001	2001
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	1.873.120	10.588	1.910.583	217.093
		C. TERMICAS	3.412.262	17.861	3.480.507	395.478
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	1.885.826	52.874	1.951.505	228.005
		SUBESTACIONES	2.927.396	63.540	3.186.789	372.213
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	12.274.036	352.315	12.720.856	1.532.582
		TRANSFORMADORES	10.898.312	235.478	11.185.309	1.347.582
		SUCUNDARIOS	16.382.546	477.254	17.015.083	2.049.941
4--	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		6.307.837	148.835	7.012.940	986.047
5	ALUMBRADO PUBLICO		1.518.728	69.958	1.679.102	236.088
6	INSTALACIONES GENERALES		1.268.457	49.964	1.571.627	239.574
TOTALES			58.748.521	1.478.667	61.713.302	7.604.604

Nº	ETAPAS FUNCIONALES	ITEM	ACTIVOS	ANUALIDAD	%
			2002	2002	
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICA	1.948.794	221.435	11.36
		C. TERMICAS	3.550.339	403.388	11.36
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	2.186.276	255.434	11.68
		SUBESTACIONES	3.264.610	381.422	11.68
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	13.216.881	1.592.342	12.04
		TRANSFORMADORES	11.491.852	1.384.514	12.04
		SUCUNDARIOS	17.721.247	2.135.018	12.04
4	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		7.847.934	1.103.450	14.06
5	ALUMBRADO PUBLICO		1.857.685	261.198	14.06
6	INSTALACIONES GENERALES		1.893.159	288.588	15.24
TOTALES			64.978.556	8.026.790	

NOTAS.- Valores en DOLARES y no se incluye terrenos

CUADRO 9

Página 1 / 1

RESUMEN DE LA ANUALIDAD
CON TASA DE DESCUENTO 0% Y 11.2%
SECTOR RURAL

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	ACTIVO 2000	ACTIVO 2001	ACTIVO 2002	TASA DE DESCUENTO 0%			TASA DE DESCUENTO 11.2 %		
						2000	2001	2002	2000	2001	2002
1	GENERACIÓN	C. HIDRÁULICAS C. TERMICAS	1.873.120	1.910.583	1.948.794	10.588	47.765	48.720	10.588	217.093	221.435
2	SUBTRANSMISION	LINEAS SUBESTACIONES									
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS TRANSFORMADORES SECUNDARIOS									
4	ACOMETIDAS Y MEDIDORES		6.307.837	7.012.940	7.847.934	148.835	467.763	523.457	148.835	986.047	1.103.450
5	ALUMBRADO PUBLICO		1.518.728	1.679.102	1.857.159	69.958	111.996	123.908	69.958	236.088	261.198
6	INSTALACIONES GENERALES		1.268.457	1.571.627	1.893.159	49.964	125.730	151.453	49.964	239.574	288.588
TOTALES			58.748.521	61.713.302	64.978.556	1.478.667	2.647.233	2.814.025	1.478.667	7.604.604	8.026.790

FUENTE: Departamento de Planificación EEASA

NOTA: Valores en DOLARES

CUADRO 10

RESUMEN DE COSTO
SECTOR RURAL
CON TASA DE DESCUENTO 11.2%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	GASTOS DE EXPLOTACIÓN					
			2000	RECLASIFICADO 2000	2001	RECLASIFICADO 2001	2002	RECLASIFICADO 2002
1	GENERACIÓN		54.289	74.652	116.127	145.868	143.604	180.520
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	10.354	14.237	12.964	16.284	16.692	20.983
		SUBESTACIONES	30.459	41.883	38.502	48.363	49.637	62.397
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	104.125	143.181	135.693	170.445	173.049	217.534
		TRANSFORMADORES	9.312	12.805	11.925	14.979	15.195	19.101
		SECUNDARIOS	154.764	212.813	201.675	253.325	257.150	323.255
4	ALUMBRADO PUBLICO		63.338	87.096	83.030	104.295	105.962	133.202
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)		0	0	0	0	0	0
6	COMERCIALIZACION		371.571	510.943	388.114	487.513	504.451	634.129
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL		299.399		253.041		352.382	
TOTALES			1.097.611	1.097.611	1.241.071	1.241.071	1.591.121	1.591.121

FUENTE: Departamento de Planificación EEASA

CUADRO 10

RESUMEN DE COSTO
SECTOR RURAL
CON TASA DE DESCUENTO 11.2%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	ANUALIDAD					
			2000	RECLASIFICADO 2000	2001	RECLASIFICADO 2001	2002	RECLASIFICADO 2002
			1	GENERACIÓN	28.448	29.443	612.571	632.497
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	52.874	54.723	228.005	235.422	255.434	264.961
		SUBESTACIONES	63.540	65.762	372.213	384.320	381.422	395.647
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	352.315	364.636	1.532.582	1.582.435	1.592.342	1.651.727
		TRANSFORMADORES	235.478	243.713	1.347.582	1.391.417	1.384.514	1.436.148
		SECUNDARIOS	477.254	493.945	2.049.941	2.116.623	2.116.623	2.214.642
0	ALUMBRADO PUBLICO	69.958	72.404	236.088	243.768	261.198	270.939	
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)	148.835	154.040	986.047	1.018.122	1.103.450	1.144.602	
6	COMERCIALIZACION							
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL	49.964		239.574		288.588		
TOTALES			1.478.667	1.478.667	7.604.604	7.606.604	8.026.790	8.026.790

FUENTE: Departamento de Planificación EEASA

CUADRO 10

RESUMEN DE COSTO
SECTOR RURAL
CON TASA DE DESCUENTO 11.2%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	TOTAL COSTOS SUCRES		
			2000	2001	2002
1	GENERACIÓN				
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	68.960	251.706	285.943
		SUBESTACIONES	107.646	432.683	458.043
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	507.817	1.752.880	1.869.261
		TRANSFORMADORES	256.518	1.406.396	1.455.249
		SECUNDARIOS	706.758	2.369.948	2.537.897
4	ALUMBRADO PUBLICO		159.500	348.063	404.141
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)		154.040	1.018.122	1.144.602
6	COMERCIALIZACION		510.943	487.513	634.129
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL				
TOTALES			2.472.182	8.067.310	8.789.266

FUENTE: Departamento de planificación EEASA

CUADRO 10

**RESUMEN DE COSTO
SECTOR RURAL
CON TASA DE DESCUENTO 11.2%**

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	D.MAX. CORREGIDA (KW)			ENERGIA CORREGIDA (KWH)		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002
1	GENERACIÓN							
2	SUBTRANSMISION	LINEAS	32.148	33.113	35.099	152.075.584	156.724.498	162.993.478
		SUBESTACIONES	28.810	29.674	31.454	136.331.013	139.806.637	144.999.384
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	28.266	29.121	30.868	133.761.025	137.132.904	142.141.471
		TRANSFORMADORES	18.471	19.049	20.192	87.425.930	87.566.799	89.246.153
		SECUNDARIOS	16.661	18.389	18.225	79.076.393	80.533.394	81.931.412
4	ALUMBRADO PUBLICO							
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES (INCLUIDO EN COMERCIAL)							
			13.962	14.419	15.349	66.811.797	67.825.826	68.762.729
6	COMERCIALIZACION							
7	ADMINISTRACIÓN GENERAL							
TOTALES								

FUENTE: Departamento de Planificación EEASA

CUADRO 11

RESUMEN DEL VALOR AGREGADO
SECTOR RURAL
CON TASA DE DESCUENTO 11.2%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	VAD DE POTENCIA POR NIVEL \$ / KW /mes			VAD DE POTENCIA ACUMULADO POR NIVEL \$ / KW /mes		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002
1	SUBTRANSMISION	LINEAS	0.18	0.63	0.68	0.18	0.63	0.68
		SUBESTACIONES	0.31	1.22	1.21	0.49	1.85	1.89
2	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	1.50	5.02	5.05	1.99	6.86	6.94
		TRANSFORMADORES	1.16	6.15	6.01	3.14	13.02	12.94
		SECUNDARIOS	4.33	12.32	13.45	7.48	25.33	26.40
3	ALUMBRADO PUBLICO PROPIO	10.72	25.84	28.70				
4	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES							
5	COMERCIALIZACION							
TOTALES			7.48	25.33	26.40			

CUADRO 11

RESUMEN DEL VALOR AGREGADO
SECTOR RURAL
CON TASA DE DESCUENTO 11.2%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	COSTO MEDIO DE ENERGIA POR NIVEL \$ KW			COSTO MEDIO ACUMULADO POR NIVEL \$ KWH		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002
1	SUBTRANSMISION	LINEAS	0.0005	0.0016	0.0018	0.0005	0.0016	0.0018
		SUBESTACIONES	0.0008	0.0031	0.0032	0.0012	0.0047	0.0049
2	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS	0.0038	0.0128	0.0132	0.0050	0.0175	0.0181
		TRANSFORMADORES	0.0029	0.0161	0.0163	0.0080	0.0335	0.0344
		SECUNDARIOS	0.0110	0.0338	0.0359	0.0189	0.0673	0.0703
3	ALUMBRADO PUBLICO PROPIO	0.0284	0.0706	0.0773				
4	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES							
5	COMERCIALIZACION							
TOTALES			0.0189	0.0673	0.0703			

CUADRO 11

RESUMEN DEL VALOR AGREGADO
SECTOR RURAL
TASA DE DESCUENTO DEL 11.2%

No.	ETAPA FUNCIONAL	ITEM	NUMERO DE CLIENTES			VAD DE ATENCIÓN AL CLIENTE \$/ ab / mes			VAD DE ENERGIA DE ATENCIÓN AL CLIENTE \$ KWH		
			2000	2001	2002	2000	2001	2002	2000	2001	2002
2	SUBTRANSMISION	LINEAS SUBESTACIONES									
3	DISTRIBUCIÓN	PRIMARIOS TRANSFORMADORES SECUNDARIOS									
4	ALUMBRADO PUBLICO										
5	SERVICIO A CLIENTES Y MEDIDORES										
6	COMERCIALIZACION		88.560	92.102	95.786	0.6257	1.3623	1.5475	0.0100	0.0222	0.0259
TOTALES									0.0100	0.0222	0.0259

CAPITULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 COMENTARIOS

Para Calcular el Valor Agregado de Distribución, el Balance General de la Empresa constituye la base de la información para determinar los activos, la depreciación acumulada y el activo neto por etapas funcionales, se considera la Pro forma Presupuestaria de inversiones, de donde se obtiene las obras adicionales que ingresarán al sistema eléctrico durante el período de cálculo del VAD, se determina las Anualidades, usando los índices de depreciación, de cada etapa funcional empleados en el Balance General, los Costos de Operación y Mantenimiento distribuidos en cada etapa funcional y finalmente se considera las pérdidas de potencia y energía en cada uno de los niveles, determinadas por la Empresa. Obteniendo Los siguientes resultados:

VAD DE ENERGIA ACUMULADO EN LOS SECUNDARIOS CON TASA DE DESCUENTO DEL 11.2 %			
SECTOR	2000	2001	2002
	\$ / kwh /mes	\$ / kwh / mes	\$ /kwh / mes
URBANO	0.0116	0.0341	0.0370
RURAL	0.0189	0.0673	0.0703
EMPRESA	0.0149	0.0474	0.0478

El Valor Agregado de Distribución VAD del Sector Urbano es menor que el VAD General de la Empresa.

Los Valores que tendría entre los diferentes sectores:

VAD DE ENERGIA \$ / kwh / mes				
2001	TD = 0 %	TD = 11.2 %	TD = 0 %	TD = 11.2 %
	DIFERENCIA	DIFERENCIA	%	%
TOTAL / URBANO	0.0033	0.0133	22 %	28 %
TOTAL / RURAL	- 0.004	- 0.0199	- 27%	- 42%
RURAL / URBANO	0.012	0.0332	79 %	97 %

Se relaciona el VAD general de la Empresa con respecto al VAD del sector urbano, que representa la incidencia del sector rural sobre los costos de la Empresa, registrándose un valor de \$ 0.0133, que corresponde al 22% del costo del sector urbano, valor que refleja la presencia del sector rural en la Empresa, como se conoce, es un sector de bajo consumo para el cual hay que realizar altas inversiones, sin embargo no se puede dejar de lado el beneficio social que debe realizar la Empresa hacia estos sectores deprimidos económicamente..

4.2 CONCLUSIONES

De acuerdo al reglamento de tarifas el VAD, en el caso de las Empresas Distribuidoras es único para cada empresa, sin embargo se ha realizado un estudio que posibilite obtener un VAD, para los sectores Urbano y Rural, cuantificar la incidencia del sector rural en los servicios eléctricos que presta la empresa y posibilitar la determinación de una tarifa sectorizada.

El Valor Agregado de Distribución VAD del Sector Rural es mayor que el Valor Agregado de Distribución VAD del sector Urbano y mayor que el VAD General

La incidencia del sector rural es alta, es necesario realizar altas inversiones para dar servicio a pocos consumidores, pero es necesario hacerlo, puesto que son sectores que generalmente son de escasos recursos económicos, considerando esto como una labor social. Que a su vez son subsidiados por los sectores de mejores recursos económicos.

Las pérdidas de la Empresa en la etapa de Distribución, son el 14 %, valor que está cercano al límite admisible para el cálculo de los pliegos tarifarios, pero es importante, seguir trabajado en la disminución de este porcentaje, para obtener un VAD menor.

La distribución de pérdidas, se mantiene prácticamente igual para las etapas funcionales de Líneas, subestaciones, primarios, transformadores, y han variado en secundarios y acometidas.

4.3 RECOMENDACIONES

Se Debe considerar la posibilidad de que en todas las Empresas Distribuidores se realice el estudio de Valor Agregado de Distribución, dividiendo en zonas, que pueden ser Rural y Urbana de su área de concesión para tener una tarifa Sectorizada.

Cada empresa debe realizar los estudios necesarios para disminuir las pérdidas al mínimo lo que permitiría tener un menor VAD.

4.4 BLIOGRAFIA

Ley de Régimen del Sector Eléctrico .- Suplemento del Registro Oficial N°43. Jueves 10 de Octubre de 1996 y varias reformas hasta Abril 2001

Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico. 28 de Octubre de 1997.

Reglamento de Tarifas. Reformado mediante Decreto Ejecutivo 1896-A publicado en el Registro Oficial No. 421 de 27 de septiembre de 2001

Plan de Electrificación del Ecuador 2000 - 2009. Según Resolución N° 0174 / 00, en sesión del 18 de octubre del año 2000.

Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano . Consejo Nacional de Electricidad , año 2000

Balance General al 31 de diciembre 2000 .- Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.

Inventarios y Avalúos de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A al 31 de marzo de 2000.- Departamentos de Planificación y Financiero EEASA.

Proforma presupuestaria de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A .- Ejercicio Económico 2001.

Plan quinquenal 2001 – 2004 de equipamiento de la institución . Empresa Eléctrica Ambato RCN S.A

Estructura tarifaria , Revista Energética año 1997

Ing. LOUREIRO Hugo . Calidad de la Energía Eléctrica , año 1997