

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE UN PROGRAMA
COMPUTACIONAL PARA EL CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO
DE DISTRIBUCIÓN (VAD), DETERMINACIÓN DE LA TARIFA AL
CONSUMIDOR FINAL Y MÉTODOS DE REAJUSTE**

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

BONIFAZ LLIVE HUGO GEOVANNY


DIRECTOR: ING. JOSÉ DULCE

Quito, Febrero 2003

DECLARACIÓN

Yo, HUGO GEOVANNY BONIFAZ LLIVE, 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.

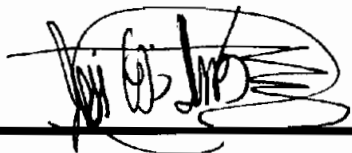
A través de la presente cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normatividad institucional vigente.



BONIFAZ LLIVE HUGO GEOVANNY

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Hugo Geovanny Bonifaz Llive, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'José Dulce', is written over a thick horizontal black line.

Ing. José Dulce
DIRECTOR DEL PROYECTO

DEDICATORIA

Ahora que he llegado a la culminación de mi anhelado sueño y me encuentro a las puertas de la finalización de una etapa en la formación de mi vida profesional quiero manifestar que la realización de este Proyecto de titulación la deseo dedicar a mis Padres, Abel y Gladys , por ser los principales artífices en mi carrera estudiantil y agradecerles por su paciencia, fortaleza y apoyo en esas largas noches de estudio.

En igual forma, este trabajo está dedicado a cada una de las personas que influyeron y brindaron su voz de aliento durante mis años de estudio y que, al igual que yo, sienten la gran satisfacción de llegar a esta ansiada meta.

AGRADECIMIENTOS

Como autor de este Proyecto de Titulación deseo expresar mi agradecimiento más sincero al Ing. José Dulce por su valiosa colaboración en la preparación y supervisión de este documento escrito. Además, me permito expresar mi agradecimiento especial al Ing. Jorge Vergara, Director, al Ing. Wilson Peñaherrera, Subdirector, al Dr. Jorge López, a la Econ. Norma Terán y a la Sra. Verónica González, funcionarios de la Dirección de Tarifas del Consejo Nacional de Electricidad por su apoyo incondicional durante la elaboración de este trabajo.

Finalmente, quiero manifestar mi agradecimiento a los profesores de la Escuela Politécnica Nacional por su dedicada labor en la formación de profesionales a carta cabal; y, de ninguna forma, podría olvidar a mis compañeros, con quienes compartí cada una de las horas de clase.

INDICE DE CONTENIDO

<u>ITEM</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>PÁG.</u>
	Declaratoria.....	II
	Certificación.....	III
	Dedicatoria.....	IV
	Agradecimiento.....	V
	Indice de contenido.....	VI
	Resumen.....	XII
	Presentación.....	XV
CAPÍTULO 1		
1.1	Sistemas Eléctricos de Distribución.....	1
1.1.1	Consideraciones generales.....	1
1.1.2	Características de un Sistema eléctrico de distribución.....	2
1.1.3	Clasificación de los Sistemas eléctricos de distribución.....	3
1.2	Etapas funcionales de un Sistema eléctrico de distribución..	5
1.2.1	Redes de subtransmisión.....	6
1.2.1.1	Circuito de subtransmisión radial.....	6
1.2.1.2	Circuito de subtransmisión en anillo.....	7
1.2.1.3	Circuito de subtransmisión mallados.....	7
1.2.2	Subestaciones de distribución.....	8
1.2.2.1	Diagramas unifilares de subestaciones de distribución.....	10
1.2.2.1.1	Diseños de una subestación de distribución.....	10
1.2.2.1.2	Transformadores.....	19
1.2.3	Red primaria de distribución.....	20
1.2.4	Centros de Transformación.....	24
1.2.5	Red secundaria de distribución.....	24
1.2.5.1	Sistema aéreo.....	26
1.2.5.1.1	Estructura ramificada.....	26
1.2.5.2	Sistema subterráneo.....	27
1.2.5.2.1	Estructura radial sin amarres.....	27
1.2.5.2.2	Estructura radial con amarres.....	28
1.2.5.2.3	Estructura automática.....	29
1.2.6	Circuito de distribución para alumbrado público.....	30
1.2.6.1	Alumbrado público a tensión constante.....	31
1.2.6.2	Alumbrado público a corriente constante.....	32
1.2.7	Acometidas.....	33
1.2.7.1	Acometidas subterráneas.....	35
1.2.7.2	Acometidas aéreas.....	36
CAPÍTULO 2		
2	Valor Agregado de Distribución.....	37
2.1	Introducción.....	

INDICE DE CONTENIDO

<u>ITEM</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>PÁG.</u>
2.1	Introducción.....	37
2.2	Definición del Valor Agregado de Distribución, VAD.....	37
2.3	Marco Legal vigente para el Valor Agregado de Distribución..	38
2.4	Determinación del Valor Agregado de Distribución.....	45
2.5	Recopilación y procesamiento de la información.....	46
2.5.1	Los formularios.....	48
2.5.2	Las Tablas.....	49
2.5.3	El Instructivo.....	50
2.5.4	El Programa de cálculo.....	50
 CAPÍTULO 3		
3	Variables para el cálculo del Valor Agregado de Distribución..	51
3.1	Variables de entorno.....	51
3.1.1	Tasa de descuento.....	52
3.1.2	Tasa de inflación internacional.....	56
3.1.3	Tasa de inflación nacional.....	58
3.1.4	Cargo fijo por comercialización.....	59
3.1.5	Vida útil de activos.....	62
3.1.6	Precio referencial de generación.....	63
3.1.7	Precio unitario de potencia para remuneración.....	67
3.1.8	Costo de transmisión.....	71
3.1.9	Factores de nodo de las empresas distribuidoras.....	72
3.2	Variables Propias de la Empresa Distribuidora.....	74
3.2.1	Variables Físicas.....	75
3.2.1.1	Compras propias de la empresa.....	76
3.2.1.2	Importaciones.....	77
3.2.1.3	Compras de Terceros (grandes consumidores).....	77
3.2.1.4	Ventas a clientes regulados.....	79
3.2.1.5	Pérdidas.....	79
3.2.2	Variables Económicas.....	81
3.2.2.1	Activos fijos en operación.....	81
3.2.2.2	Métodos de valoración de activos en servicio.....	83
3.2.2.3	Costos de Operación y Mantenimiento.....	90
3.2.3	Datos Comerciales.....	91
 CAPÍTULO 4		
4	Metodología de cálculo del Valor Agregado de Distribución....	93
4.1	Introducción.....	93
4.2	Validación de activos en servicio.....	93
4.3	Validación de costos de operación y mantenimiento.....	98

INDICE DE CONTENIDO

<u>ITEM</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>PÁG.</u>
4.4	Validación de la información física.....	103
4.5	MÉTODO 1: Matriz de transacciones.....	105
4.5.1	Algoritmo de cálculo: Valoración de pérdidas en dinero.....	108
4.5.2	Algoritmo de cálculo: Flujo físico.....	112
4.5.3	Algoritmo de cálculo: Anualidades y redistribución de anualidades.....	115
4.5.4	Algoritmo de cálculo: Redistribución de los Costos de operación y mantenimiento.....	118
4.5.5	Algoritmo de cálculo: Matriz de transacciones y costos unitarios.....	120
4.5.6	Algoritmo de cálculo: Valor Agregado de Distribución y Tarifa Media.....	140
4.5.7	Algoritmo de cálculo: Balance de ingresos y egresos.....	142
4.6	MÉTODO 2: Factores de expansión de pérdidas.....	143
4.6.1	Algoritmo de cálculo: Energía y potencia disponibles (Flujo Físico) y Factores de expansión de pérdidas.....	145
4.6.2	Algoritmo de cálculo: Redistribución de anualidades y costos de operación y mantenimiento.....	150
4.6.3	Algoritmo de cálculo: Costo propio de potencia.....	151
4.6.4	Algoritmo de cálculo: Costo propio de potencia referido a energía..	152
4.6.5	Algoritmo de cálculo: Costo acumulado de potencia.....	154
4.6.6	Algoritmo de cálculo: Costo real de potencia por etapa funcional..	155
4.6.7	Algoritmo de cálculo: Peajes de potencia por etapa funcional....	157
4.6.8	Algoritmo de cálculo: Costo de potencia referido a la energía.....	159
4.6.9	Algoritmo de cálculo: Costos de energía afectados por los factores de expansión de pérdidas de energía.....	161
4.6.10	Algoritmo de cálculo: Reconocimiento de pérdidas por transporte de energía de los grandes consumidores.....	162
4.6.11	Algoritmo de cálculo: Costo de comercialización.....	164
4.6.12	Algoritmo de cálculo: Costo total referido a la energía.....	166
4.6.13	Algoritmo de cálculo: Ingresos y Precios medios en cada nivel de tensión.....	167
 CAPÍTULO 5		
5	Pliegos Tarifarios.....	171
5.1	Estructura Tarifaria.....	171
5.2	Marco legal vigente para Tarifas Eléctricas.....	172
5.3	Pliego Tarifario	177
 CAPÍTULO 6		
6	Reajuste de Tarifas Eléctricas.....	190

INDICE DE CONTENIDO

<u>ITEM</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>PÁG.</u>
6.1	Introducción.....	190
6.2	Marco legal vigente para reajuste de tarifas eléctricas.....	191
6.3	Base teórica del reajuste de tarifas eléctricas.....	193
6.4	Parámetros considerados en el reajuste de tarifas eléctricas.	195
6.4.1	Variables de entorno.....	195
6.4.1.1	Tasa de descuento.....	196
6.4.1.2	Vida útil de activos en servicio.....	196
6.4.1.3	Precio referencial de generación.....	196
6.4.1.4	Costo de transmisión.....	198
6.4.2	Variables propias de la empresa.....	199
6.5	Reajuste del Precio Referencial de Generación.....	201
6.5.1	Cálculo de los Precios referenciales de Generación, componente de energía, mensuales planificados.....	201
6.5.2	Cálculo de los Precios referenciales de Generación, componente de capacidad, mensuales planificados.....	207
6.5.3	Precios Referenciales de Generación mensuales planificados.....	209
6.5.4	Ingresos mensuales planificados.....	210
6.5.5	Precio Referencial de Generación real y variación respecto de los valores planificados.....	211
6.5.6	Proceso de Ajuste.....	212
6.6	Reajuste de la Tarifa de Transmisión.....	217
6.6.1	Tarifa de Transmisión planificados.....	218
6.6.2	Tarifa de Transmisión planificados referidoa energía.....	219
6.6.3	Tarifa de Transmisión estabilizada para el período de estudio.....	221
6.6.4	Ingresos planificados para el período de estudio.....	221
6.6.5	Tarifa de Transmisión real y variación respecto de los valores planificados.....	222
6.6.6	Proceso de Ajuste.....	223
6.7	Reajuste del Valor Agregado de Distribución.....	227
6.7.1	Demandas de Energía planificadas para cada Empresa Eléctrica de Distribución.....	228
6.7.2	Tarifa media y Valor Agregado de Distribución Propio para cada Empresa Eléctrica de Distribución.....	230
6.7.3	Cálculo del Valor Agregado de Distribución en función de los valores planificados y reales.....	232
6.7.4	Valores mensuales del Valor Agregado de Distribución e ingresos planificados.....	232
6.7.5	Valor Agregado de Distribución real y variación respecto de los valores planificados.....	233
6.7.6	Proceso de Ajuste.....	234
 CAPÍTULO 7		
7	Descripción del Programa Computacional.....	240
7.1	Introducción.....	240

INDICE DE CONTENIDO

<u>ITEM</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>PÁG.</u>
7.2	Aspectos genrales de Visual Basic.....	240
7.3	Estructura del programa Computacional.....	242
7.4	Pantalla de presentación.....	243
7.5	Menú Principal.....	244
7.5.1	Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES.....	247
7.5.1.1	Opción: CARTILLA.....	247
7.5.1.1.1	Opción: DATOS FISICOS.....	248
7.5.1.1.1.1	Opción: FUENTES.....	249
7.5.1.1.1.2	Opción: USOS.....	251
7.5.1.1.2	Opción: DATOS ECONÓMICOS.....	255
7.5.1.1.2.1	Opción: ACTIVOS.....	256
7.5.1.1.2.2	Opción: COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	259
7.5.1.1.3	Opción: DATOS COMERCIALES.....	261
7.5.1.2	Opción: RESULTADOS.....	265
7.5.1.3	Opción: SALIR.....	273
7.5.2	Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS.....	273
7.5.2.1	Opción: INFORMACIÓN ECONÓMICA.....	274
7.5.2.2	Opción: FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS.....	278
7.5.2.2.1	Opción: POR EMPRESA.....	279
7.5.2.2.2	Opción: TODAS LAS EMPRESAS.....	281
7.5.2.3	Opción: COMERCIALIZACIÓN.....	285
7.5.2.4	Opción: ESTUDIO DE COSTOS.....	287
7.5.2.4.1	Opción: POR EMPRESA.....	288
7.5.2.4.2	Opción: TODAS LAS EMPRESAS.....	290
7.5.2.5	Opción: PRECIOS MEDIOS.....	293
7.5.2.6	Opción: CARGOS TARIFARIOS.....	296
7.5.3	Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE.....	297
7.5.3.1	Opción: REAJUSTE DEL PRG.....	297
7.5.3.1.1	Opción: INGRESO DE DATOS.....	297
7.5.3.1.1.1	Opción: DEMANDAS ENERGIA.....	298
7.5.3.1.1.2	Opción: COSTOS MARGINALES.....	299
7.5.3.1.1.3	Opción: GENERACIÓN ADICIONAL.....	300
7.5.3.1.1.4	Opción: DEMANDAS DE POTENCIA.....	301
7.5.3.1.1.5	Opción: COSTO DE POTENCIA.....	302
7.5.3.1.2	Opción: RESULTADOS.....	303
7.5.3.1.2.1	Opción: CÁLCULO PRG.....	303
7.5.3.1.2.2	Opción: AJUSTE PRG.....	308
7.5.3.2	Opción: REAJUSTE DE TARIFA DE TRANSMISIÓN.....	311
7.5.3.2.1	Opción: CALCULO DE LA TARIFA DE TRANSMISIÓN.....	311
7.5.3.2.2	Opción: AJUSTE DE LA TARIFA DE TRANSMISIÓN.....	312
7.5.3.2.3	Opción: REAJUSTE DE VAD.....	315
7.6	Las Bases de Datos.....	321
7.6.1	Base de Datos: BASE_CONELEC.....	322
7.6.2	Base de Datos: AJUSTES.....	323
7.6.3	Administrador de orígenes de datos ODBC.....	324

INDICE DE CONTENIDO

<u>ITEM</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>PÁG.</u>
CAPÍTULO 8		
8	Conclusiones.....	328
ANEXOS		
1	Càlculo del Costo Medio de transmissiòn Total	
2	Resoluciòn No. CONELEC 0284/02 de 30 de Octubre 2002	
3	Indice de Figuras.	
4	Indice de Tablas.	
BIBLIOGRAFIA		

OBJETIVO

La realización del siguiente Proyecto de Titulación tiene como objetivo principal diseñar e implementar un programa computacional, en lenguaje de programación Visual Basic, que permita el cálculo del Valor Agregado de Distribución, tarifas al consumidor final y Métodos de Reajuste, procedimientos, que actualmente, son desarrollados en hojas electrónicas de Microsoft Excel.

RESUMEN

El documento escrito ha sido organizado en ocho capítulos cuyo orden y realización está estrechamente ligado con el diseño del programa computacional y su aplicación. Es así que, en el primer capítulo, titulado: "Sistemas Eléctricos de Distribución", se realiza una descripción general de los sistemas eléctricos de distribución y de las diferentes etapas funcionales que integran una empresa distribuidora, que son parte esencial en el proceso de suministro de energía eléctrica a los consumidores finales, ya sean clientes regulados o grandes consumidores.

En el capítulo 2, titulado: "Valor Agregado de Distribución", se realizan algunas definiciones de este concepto, se hace referencia de la normatividad vigente y se describe la metodología de recopilación de información y cálculo implementada actualmente por la Dirección de Tarifas del Consejo Nacional de electricidad, CONELEC. Luego, en el capítulo 3, titulado: "Variables utilizadas en el cálculo del Valor Agregado de Distribución", se desarrolla una clasificación y una explicación detallada de los diferentes parámetros o variables, tanto físicas como económicas, que intervienen o son consideradas en la metodología de cálculo. De tal forma que, se describe cada uno de los conceptos y criterios sobre los cuales las empresas distribuidoras se fundamentan para la elaboración de sus estudios, los mismos que son presentados al ente regulador.

A continuación, en el capítulo 4, titulado: “Metodología de Cálculo del Valor Agregado de Distribución”, se describe, en primer lugar los criterios que el ente regulador toma en consideración para validar la información que recibe de las empresas distribuidoras; y, en segundo lugar, se describe paso a paso los algoritmos de cálculos de los dos métodos aplicados para la determinación del Valor Agregado de Distribución (Matriz de Transacciones y Factores de expansión de pérdidas), para lo cual se utiliza a una de las empresas distribuidoras del país como ejemplo de cálculo. Cabe mencionar que para el presente período, Noviembre 2002 a Octubre 2003, se han utilizado los resultados obtenidos de la aplicación de la segunda metodología de cálculo, aún cuando los criterios de validación de la información física como información económica se han mantenido para ambas metodologías.

En el capítulo 5, titulado: “Pliegos Tarifarios”, se hace referencia a la estructura tarifaria vigente en nuestro país, al mismo tiempo que se describe el marco legal para la elaboración y aplicación de los mismos y, finalmente, se muestra el detalle de los pliegos tarifarios emitidos y aprobados por el Directorio del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Por otro lado, en el capítulo 6, titulado: “Método de Reajuste de Tarifas Eléctricas”, se realiza una descripción de la metodología aprobada y vigente para el reajuste del Precio Referencial de Generación, Tarifa de Transmisión y Valor Agregado de Distribución partes importantes en la estructura de las Tarifas Eléctricas. Es importante establecer que, la información que en el programa se ha desarrollado corresponde a la utilizada para los períodos Octubre 2001 y Septiembre 2005, válida para el ajuste de los meses de Noviembre 2001 a Octubre 2002; y Octubre 2002 y Septiembre 2006, válida para el ajuste de los meses de Noviembre 2002 a Octubre 2003.

El desarrollo del documento continúa con el capítulo 7, titulado: “Descripción del Programa Computacional”, se realiza una descripción clara de la estructura implementada en el programa. Además, se explica las facilidades y condiciones de funcionamiento que el usuario de tomar en cuenta cuando maneje el programa. Se debe acotar que en el programa computacional se ha

implementado la información utilizada para el cálculo del Valor Agregado de Distribución del año 2000 y para el actual período, en el caso de la metodología de los factores de expansión de pérdidas. Mientras que, para el caso de la metodología de la matriz de transacciones se ha considerado la información a partir del período actual por ser de aplicación reciente.

Finalmente, se desarrolla el capítulo 8, titulado: “Conclusiones y Recomendaciones”, en la cual se exponen criterios finales del autor y se recopila recomendaciones recogidas de las personas que intervinieron en el proceso de cálculo del Valor Agregado de Distribución 2002 –2003, tanto funcionarios de las empresas distribuidoras, como del ente regulador.

PRESENTACIÓN

Estando actualmente, el servicio de suministro de energía eléctrica bajo la figura de un mercado regulado en el cual el ente regulador debe establecer las tarifas eléctricas a los diferentes tipos de usuarios de cada una de las empresas distribuidoras en el país, presento y pongo a consideración de quienes se interesen por estos temas, el siguiente documento escrito que respalda mi Proyecto de Titulación y en el que se encuentran expuestas, en forma clara y detallada, las bases teóricas y metodologías para la realización de los estudios y cálculo del Valor Agregado de Distribución, que constituye un elemento clave dentro de la estructura de la Tarifa Eléctrica y que está estrechamente relacionada con la gestión empresarial de las distribuidoras. Además, se desarrolla el tema del pliego tarifario vigente y la metodología para el reajuste mensual de cada uno de los componentes de la tarifa eléctrica.

Junto con este documento escrito he desarrollado una herramienta computacional, de fácil comprensión y manejo, que engloba los conceptos aquí descritos.

La utilidad y valor que puede llegar a tener este trabajo realizado lo pongo a consideración de Ustedes.

EL AUTOR.

CAPÍTULO 1:

1.1 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.-

1.1.1 CONSIDERACIONES GENERALES.-

Desde un enfoque amplio, un Sistema Eléctrico de Potencia está definido por la generación, la transmisión y un sistema de distribución. El sistema de distribución, sobre un promedio nacional y en términos muy simples, es igual, en inversión de capital, a las facilidades de generación. La suma de estos dos componentes, generalmente, constituye sobre el 80% del total de la inversión de capital del sistema. De este modo, resulta muy comprensible, que el sistema de distribución tenga una elevada importancia económica y represente una oportunidad de inversión dependiente de un trabajo de ingeniería muy cuidadoso en lo concerniente al planeamiento, diseño, construcción y operación.

Los sistemas de distribución tienen como función suministrar a los consumidores finales la energía eléctrica producida por las centrales generadoras y transmitida a través del sistema de transmisión hasta las subestaciones de distribución principales. En otras palabras, el objetivo principal de un sistema de distribución es recibir la energía eléctrica de las centrales de producción o estaciones primarias y distribuir a los usuarios a la tensión adecuada, con la conveniente continuidad y calidad de suministro para los distintos usos.

De una manera más formal, los principales objetivos de un sistema de distribución se pueden resumir de la siguiente manera:

- a. Mantener la tensión de suministro a los consumidores dentro de los límites reglamentarios vigentes.
- b. Brindar la máxima seguridad de suministro de la energía eléctrica, en condiciones de eficiencia.

- c. Cubrir las demandas futuras a un costo mínimo.

1.1.2 CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.-

Las redes de un sistema de distribución presentan características muy particulares, que determinan su diferenciación de las líneas o redes de transmisión. Entre las principales se destacan las siguientes:

- a. Topologías de redes de tipo radial.
- b. Líneas de resistencia comparables con la reactancia, es decir, conductores cuya razón (R / X) es alta.
- c. En el recorrido de las redes no se presentan transposiciones de líneas.
- d. Múltiples tipos de conexiones o configuraciones, por ejemplo: trifásicas, monofásicas, bifásicas, etc.
- e. Conectadas a las redes del sistema de distribución se tienen cargas de diferente naturaleza.
- f. En igual forma, se presentan cargas distribuidas.

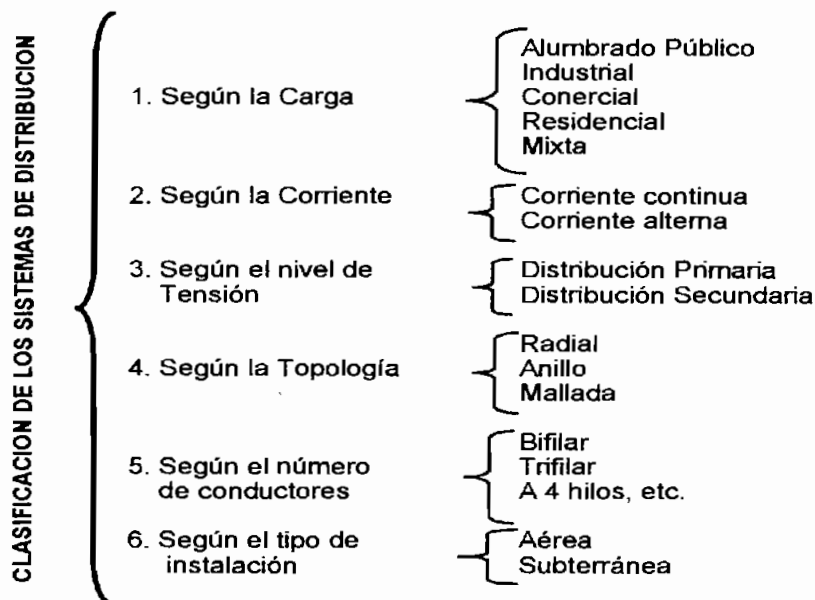
Los sistemas de distribución presentan diversas topologías de redes, entre las cuales, las de tipo radial son las más frecuentes, debido principalmente a la facilidad para modificarlas y controlarlas. En un sistema de distribución radial el flujo de potencia nace sólo de un nodo, este nodo principal se reconoce como la subestación que alimenta al resto de la red. En esta subestación se reduce la tensión del nivel de alta tensión al nivel de media tensión.

La distribución se hace al nivel de media tensión o baja tensión. Los clientes residenciales o comerciales se alimentan al nivel de baja tensión, en tanto que los clientes industriales son atendidos a un nivel de media o baja tensión, según los requerimientos particulares de cada cliente.

En estos sistemas se pueden encontrar muchos tipos de conexiones: trifásicas o monofásicas. Notándose el hecho de que en media tensión predominan las redes trifásicas, especialmente en zonas urbanas. En tanto que, es en baja tensión en donde se encuentran las más variadas conexiones, como consecuencia de una gran mayoría de cargas residenciales de naturaleza monofásica. Los desequilibrios que se generan en baja tensión tratan de amortiguarse repartiendo equitativamente las cargas en las fases.

1.1.3 CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.-

Existen varios criterios para establecer la clasificación de los sistemas de distribución, entre los más importantes se tiene:



De acuerdo con la clasificación anterior las redes de distribución se realizan en construcción aérea y subterránea. Las redes de distribución subterráneas son bastante más caras en la instalación, de 4 a 8 veces más que las redes de distribución aéreas, pero más económica en su mantenimiento. Sin embargo, este tipo constructivo se impone en zonas urbanas con gran densidad de edificaciones ya que, en estos casos, las redes de distribución aéreas abarcan más el espacio, con los conductores, postes, crucetas, etc., dando además un mal efecto estético al conjunto. Para ciudades pequeñas y en las zonas menos congestionadas de las grandes

ciudades, se prefiere las redes de distribución aérea, más barata en su instalación. De todas formas, la actual tendencia es a convertir las redes aéreas en redes subterráneas y a adoptar este último tipo en las nuevas instalaciones.

Por otro lado, los sistemas de distribución por corriente continua se utilizan, actualmente, para alimentación de tracción eléctrica y en algunos casos especiales. En casi la totalidad de los casos, presentados en la clasificación anterior, se emplea los sistemas de distribución por corriente alterna, que son más económicos que los sistemas de distribución por corriente continua, debido a que requieren de menos componentes o elementos adicionales, los mismos que elevan el costo.

Dentro de los sistemas de distribución por corriente alterna, se emplea universalmente la corriente trifásica, de tres hilos para el caso de cargas equilibradas, por ejemplo: en fuerza motriz; y, de cuatro hilos, es decir tres conductores activos y neutro, para el caso de cargas desequilibradas o de cargas conectadas entre una fase y el neutro.

1.2 ETAPAS FUNCIONALES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.-

Un sistema de distribución puede ser dividido entre los siguientes componentes, procediendo desde la fuente hacia la carga:

- a. Redes de Subtransmisión.
- b. Subestaciones de distribución.
- c. Alimentadores primarios.
- d. Transformadores de distribución.
- e. Alimentadores secundarios.
- f. Servicios a clientes.

Cada uno de los elementos anteriormente mencionados son los componentes mínimos, los cuales pueden incrementarse o variarse de acuerdo a una determinada necesidad o realidad.

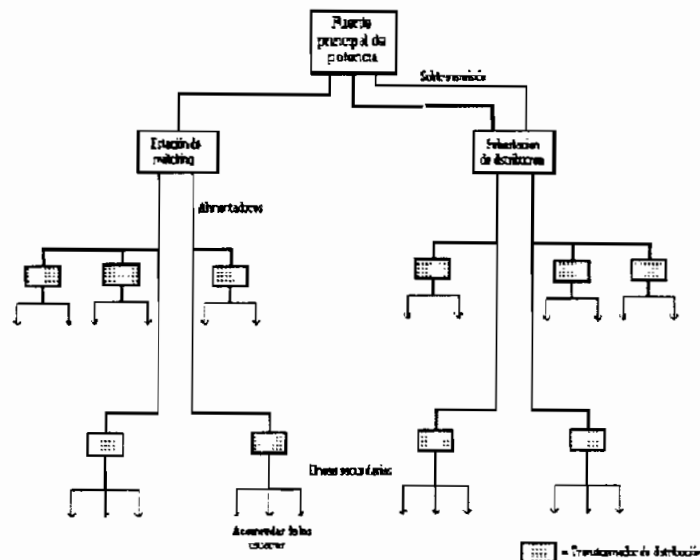


Figura 1.1 Diagrama de un sistema típico de distribución mostrando sus etapas funcionales.

1.2.1 REDES DE SUBTRANSMISION.-

De acuerdo con el Reglamento de Tarifas vigente, se define como redes de Subtransmisión o, simplemente, Subtransmisión a las instalaciones y equipos asociados con el transporte de potencia y energía en bloque que interconecta las subestaciones del Distribuidor o conecta dichas subestaciones con plantas de generación, a voltajes comprendidos entre los 46 kV y 138 kV.

En las zonas urbanas, este circuito de subtransmisión, suele estar constituido por cables subterráneos, alojados en conductos de hormigón, ladrillo, fibrocemento, etc.; debido a que las corrientes de servicio son elevadas, se procura reducir al mínimo el número de conductores alojados en un mismo conducto. En las zonas exteriores de las grandes ciudades y en la mayoría de los núcleos de población de menor importancia, las redes de subtransmisión son aéreas montadas sobre postes de hormigón o estructuras metálicas. Los circuitos de subtransmisión pueden ser radiales, en anillo y mallados. [Referencia bibliográfica No. 6]

1.2.1.1 CIRCUITOS DE SUBTRANSMISION RADIAL.-

Los circuitos de subtransmisión radiales son los más sencillos y más económicos; sin embargo, no se emplean con carácter general debido a que, en caso de avería en el circuito, queda interrumpida una amplia zona de servicio. En la figura 1.2 se muestra un circuito de subtransmisión radial; cada circuito de subtransmisión sirve como alimentación normal de cierto número de subestaciones transformadoras y de otras varias más, consideradas de reserva y que entran en funcionamiento en caso de emergencia. En las subestaciones se equipan conmutadores automáticos a manuales con el debido enclavamiento entre ellos para transferir los transformadores al circuito de socorro, en caso de avería en el circuito de servicio normal.

Esta solución obliga a una considerable capacidad de reserva en los circuitos y no evita la posibilidad de una amplia interrupción del servicio, aunque durante un tiempo muy corto, necesario para conmutar la subestación afectada al circuito de socorro. Este procedimiento se considera suficientemente seguro para ser aplicado a pequeñas subestaciones y a abonados industriales. [Referencia bibliográfica No. 6]

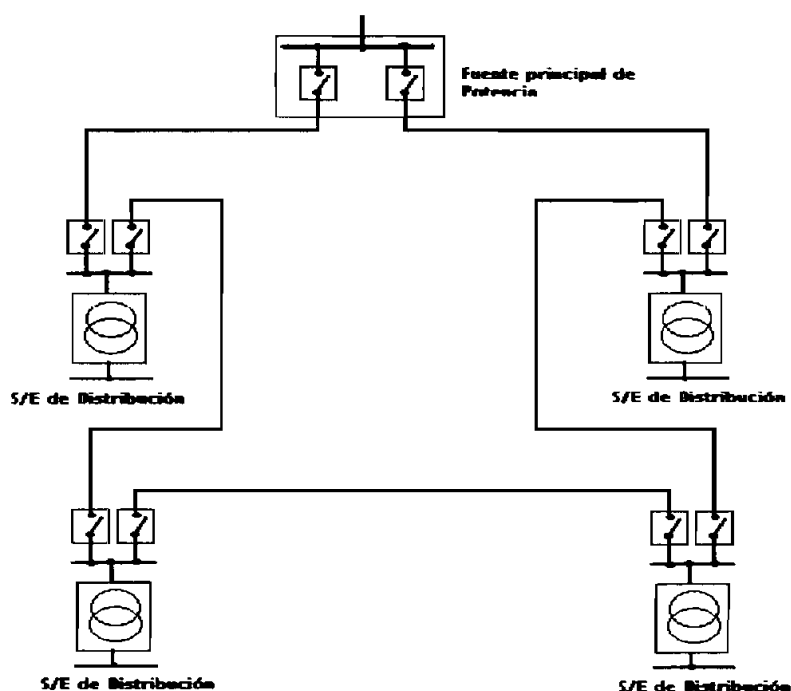


Figura 1.2 .- Esquema de un Circuito de subtransmisión radial.

1.2.1.2 CIRCUITOS DE SUBTRANSMISIÓN EN ANILLO.-

En el circuito de subtransmisión en anillo, que se muestra en la Figura 1.3, el suministro de energía eléctrica puede mantenerse sin interrupción en todas las subestaciones, incluso durante una avería en cualquier línea individual. El equipamiento debe poseer la suficiente capacidad de reserva para que no se produzca sobrecarga en ningún circuito cuando alguno de estos circuitos quede fuera de servicio a causa de una avería y los demás circuitos deben tomar conjuntamente, la carga correspondiente al circuito averiado.

Con esta disposición, los circuitos constituyen, en realidad, un anillo subdivisible y con cada subestación situada entre dos disyuntores de corte. Debe ser posible que, los dos circuitos que constituyen el anillo, sigan distintas trayectorias, sobretodo, si se trata de líneas aéreas.

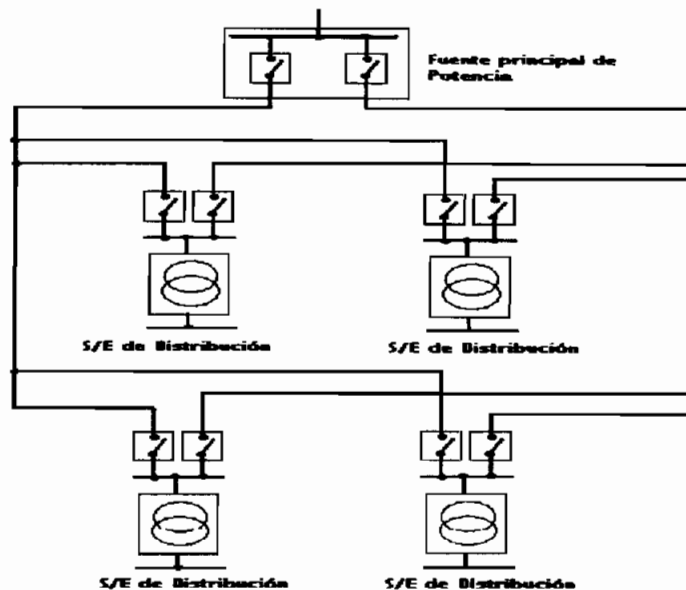


Figura 1.3 .- Esquema de un circuito de subtransmisión en anillo.

1.2.1.3 CIRCUITOS DE SUBTRANSMISION MALLADOS.-

El circuito de subtransmisión mallado, que se muestra en la Figura 1.4, proporciona la máxima seguridad de servicio a las subestaciones de distribución, especialmente cuando la energía procede de dos o más

fuentes principales de potencia. Con esta disposición, es posible transferir energía desde cualquiera de los centros de distribución a cualquiera de las subestaciones de distribución. Además, las redes de subtransmisión pueden ampliarse fácilmente para la alimentación de otras subestaciones localizadas en el área de concesión de la empresa distribuidora, mediante la adición de nuevas instalaciones que, generalmente, son de escasa importancia.

Por otra parte, estos circuitos de subtransmisión tienen los inconvenientes de que precisan de gran número de disyuntores para la maniobra y de que la coordinación de las redes interconectadas resulta relativamente difícil y costosa. Pero la flexibilidad la seguridad de un servicio continuo hace que, a pesar de los inconvenientes mencionados, la tendencia constructiva actual se oriente hacia estos circuitos de subtransmisión.

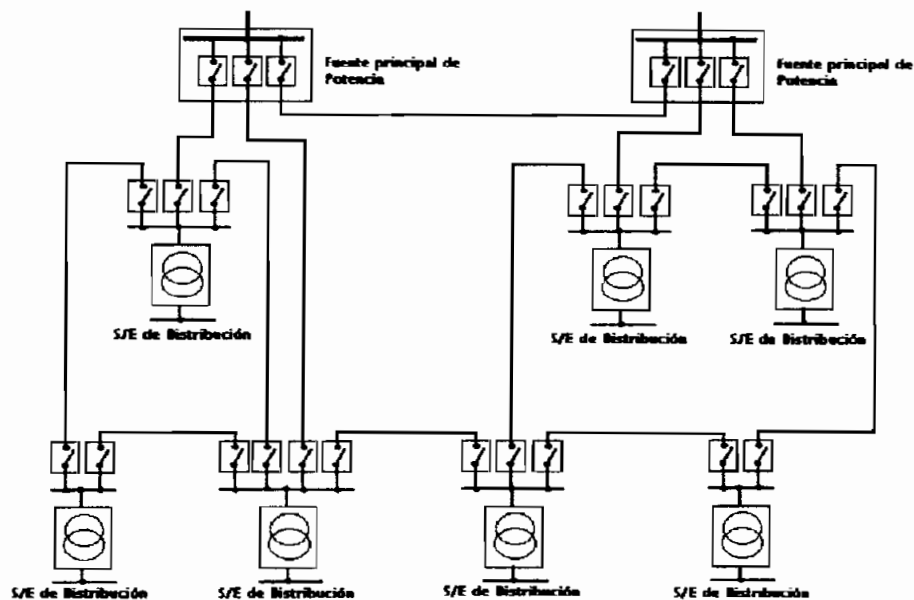


Figura 1.4.- Esquema de un circuito de subtransmisión mallado.

1.2.2 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.-

Las subestaciones de distribución son básicamente un grupo de transformadores que junto a los apropiados equipos de protección y medición, se encuentran dispuestas en varios sectores de la red de subtransmisión. Éstas son las encargadas de transformar las altas tensiones utilizadas

en el sistema de subtransmisión en los voltajes adecuados de media tensión, proceso durante el cual se presentan pérdidas tanto el hierro como en el cobre, las mismas que dependen directamente del tipo y capacidad del transformador. [Referencia bibliográfica No. 6]

Las subestaciones de distribución, con respecto de la localización de los puntos de carga, se ubican en intervalos a lo largo de los circuitos de subtransmisión. Usualmente, cada circuito de subtransmisión trifásico provee de potencia a varias subestaciones de distribución. En tanto que la fuente abastecedora de mayoría de circuitos de distribución, a menudo, es una subestación de distribución, la misma que incluye transformadores reductores de voltaje de transmisión al nivel de voltaje de subtransmisión. Sin embargo, existen empresas de distribución en las que una estación generadora se la considera como una fuente de potencia en bloque, entonces, los transformadores en el patio de maniobra de la estación elevan el voltaje de generación al nivel requerido por las líneas de subtransmisión en las áreas circundantes.

La mayoría de elementos o componentes de las subestaciones de distribución y redes de subtransmisión incluyen los siguientes aspectos:

- ✓ Características de los circuitos de apertura.
- ✓ Características de los conductores de cada circuito.
- ✓ Regulación de voltaje.
- ✓ Sistema de puesta a tierra.
- ✓ Relés de protección.
- ✓ Coordinación de aislamiento y señalización de protecciones.
- ✓ Medición.
- ✓ Economía.

En la modelación de una subestación de distribución se deben considerar las pérdidas, la capacidad disponible de los transformadores, las po-

sibles conexiones a los distintos alimentadores primarios y los costos involucrados.

En forma grafica, la repartición de los costos para un transformador típico de una subestación se muestra en la Figura 1.5:

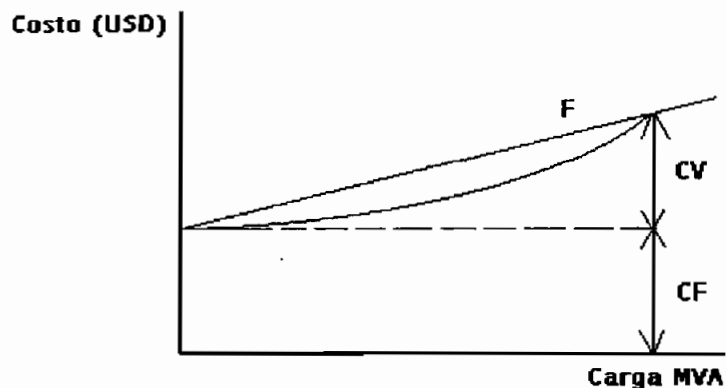


Figura 1.5.- Repartición de los Costos para un transformador típico de una subestación de distribución.

Donde:

CF = Costo fijo de construcción.

CV = Costo variable, determinado por las pérdidas en el cobre del transformador.

F = Función de costo total aproximado.

1.2.2.1 DIAGRAMAS UNIFILARES DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.-

El diseño de una subestación de distribución es la combinación de interruptores de alta tensión, transformadores reductores e interruptores de media tensión, en una forma adecuada para desarrollar el objetivo asignado a la subestación. Esta tarea debe ser económica y funcional a la vez.

1.2.2.1.1 DISEÑOS DE UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN.-

Quizás la forma más simple de una subestación de distribución es la que se muestra a continuación, Figura 1.6, cuyo esquema se aplica para potencias comprendidas entre 600 y 3000 kVA. Esta subestación consiste de un interruptor de desconexión en alta tensión, capaz de interrumpir la

corriente de vacío del banco de transformadores; un banco de transformadores reductor, un disyuntor para la línea primaria de distribución equipado con relés de sobrecarga y de reconexión automática, seccionadores a ambos lados del disyuntor y seccionador de paso directo para la revisión del propio disyuntor; el disyuntor está provisto de enclavamiento, de forma que no es posible abrir los seccionadores si no está abierto el disyuntor.

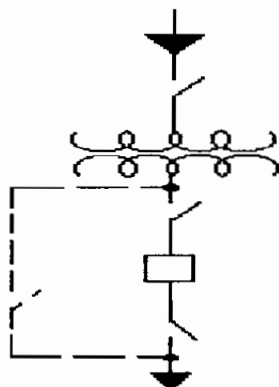


Figura 1.6 .- Diseño básico de una subestación de distribución.

La subestación mostrada a continuación, Figura 1.7, es similar a la anterior excepto que, en el lado de baja tensión posee un juego de barras generales y varios alimentadores primarios cada uno de ellos con su correspondiente disyuntor.

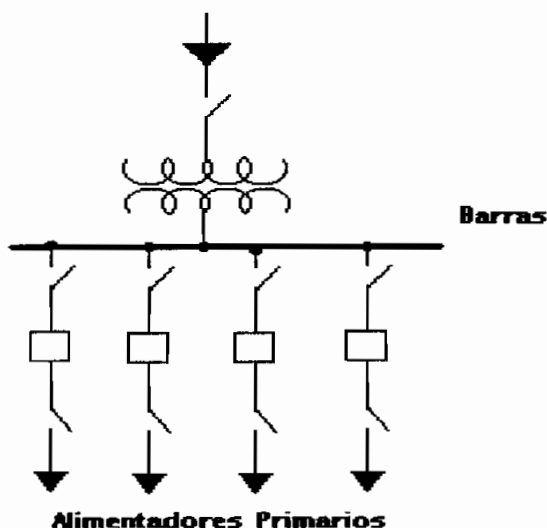


Figura 1.7 .- Esquema de una S/E de distribución con varios alimentadores primarios.

Las dos subestaciones de distribución descritas anteriormente están servidas mediante un circuito de subtransmisión radial único. Generalmente, entre los disyuntores de las líneas primarias de distribución y el seccionador de la parte de alta tensión, existe un enclavamiento que impide que la carga pueda ser interrumpida por dicho seccionador; en otras palabras, el seccionador en alta tensión no puede abrirse si no están abiertos todos los disyuntores de la parte de baja tensión.

A continuación se presenta otro diseño para subestaciones de distribución, Figura 1.8, en el cual es posible la alimentación a través de un circuito auxiliar de subtransmisión. En el lado de alta tensión, posee un conmutador o dos disyuntores con enclavamiento, de capacidad suficiente para cortar la corriente de vacío del transformador. Cuando existe un defecto en el circuito normal de alimentación puede transferirse el circuito auxiliar de suministro, mediante la operación manual del conmutador de alta tensión, restableciéndose de esta forma el servicio de la carga alimentada por la subestación.

Además, también suele instalarse un disyuntor general en el lado de baja tensión, con el fin de simplificar la maniobra de conmutación y los circuitos de enclavamiento. En este diseño, el conmutador seccionador puede sustituirse por dos disyuntores automáticos accionados manualmente, uno en cada línea de alimentación y enclavados de tal forma que solamente pueda permanecer cerrado uno de ellos; cuando se da esta modificación se suprime el disyuntor general en el lado de baja tensión. Este tipo de diseño de subestación es muy apropiado para la alimentación de abonados industriales. [Referencia bibliográfica No. 6]

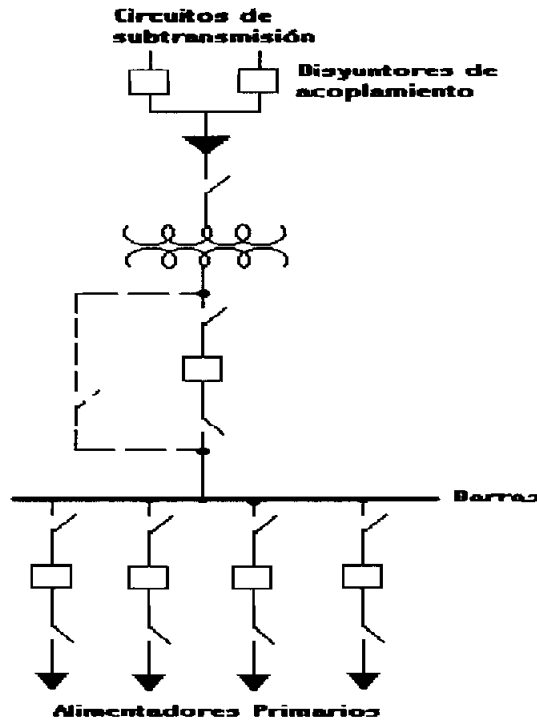


Figura 1.8 .- Esquema de una S/E de distribución con posible alimentación mediante un circuito auxiliar de subtransmisión.

En el siguiente esquema, Figura 1.9, se muestra el diseño de una subestación de distribución con dos transformadores y doble línea de alimentación. La potencia de los transformadores se reparte entre dos unidades o dos bancos de unidades, cada uno de los cuales está conectado a un circuito de subtransmisión diferente. Entre las dos secciones de las barras generales se disponen seccionadores, que están abiertos en condiciones normales; éstos están enclavados con los disyuntores de salida de los alimentadores de ambos transformadores, de forma que se impida la marcha en paralelo de dichos transformadores. La potencia de cada transformador debe ser suficiente para cubrir la carga total de la subestación. Normalmente, las barras de baja tensión están seccionadas, con el fin de reducir la corriente de cortocircuito en los disyuntores.

Este tipo de subestación de distribución proporciona una aceptable confiabilidad de continuidad en el suministro de energía eléctrica.

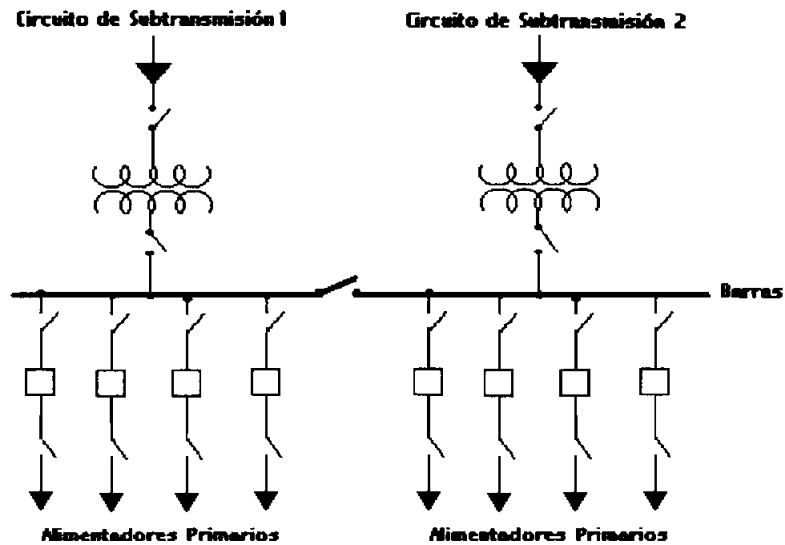


Figura 1.9 .- Esquema de una S/E de distribución con dos transformadores y doble línea de alimentación.

En la Figura 1.10 se muestra un tipo de subestación de distribución con transferencia automática, dicha transferencia se consigue utilizando dos disyuntores; cuando falla el circuito de subtransmisión utilizado normalmente, abre su disyuntor y cierra automáticamente el disyuntor del circuito auxiliar. El retorno al circuito normal puede efectuarse manual o automáticamente. Sin embargo, si se produce una avería en el único transformador de la subestación, queda interrumpido el suministro de energía a los alimentadores primarios hasta que se realice la reparación o hasta que se proceda a la sustitución del transformador.

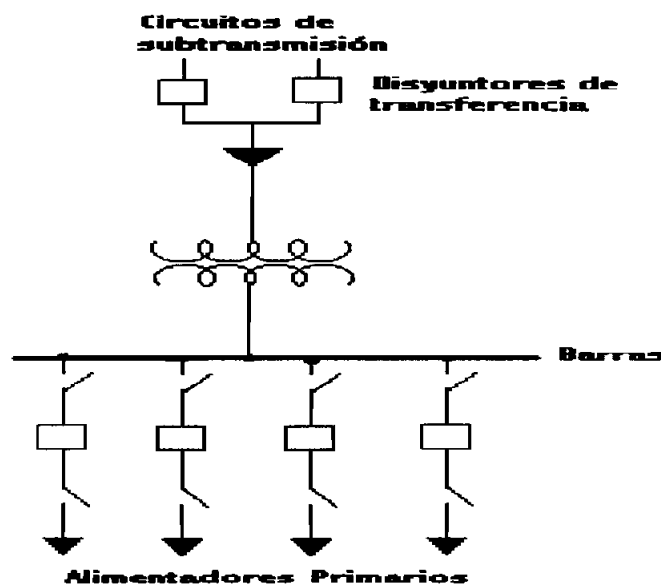


Figura 1.10 .- Esquema de una S/E de distribución con transferencia automática por medio de dos disyuntores.

Otro diseño de una subestación de distribución con transferencia automática, Figura 1.11, se efectúa por medio de dos transformadores y un disyuntor seccionador en las barras generales de baja tensión. No se emplean disyuntores en el lado de alta tensión sino simples seccionadores. El disyuntor de seccionamiento permanece normalmente abierto y cierra automáticamente cuando abre cualquiera de los disyuntores individuales de baja tensión de los transformadores; vuelve a abrirse cuando ambos disyuntores están cerrados. La avería en un circuito de alimentación o en un transformador ocasiona la reducción de la potencia de la línea, mientras se efectúan las correspondientes reparaciones. Por lo tanto, es necesario disponer de suficiente reserva de potencia encada transformador y en su línea asociada, para poder mantener toda la carga de la subestación de distribución.

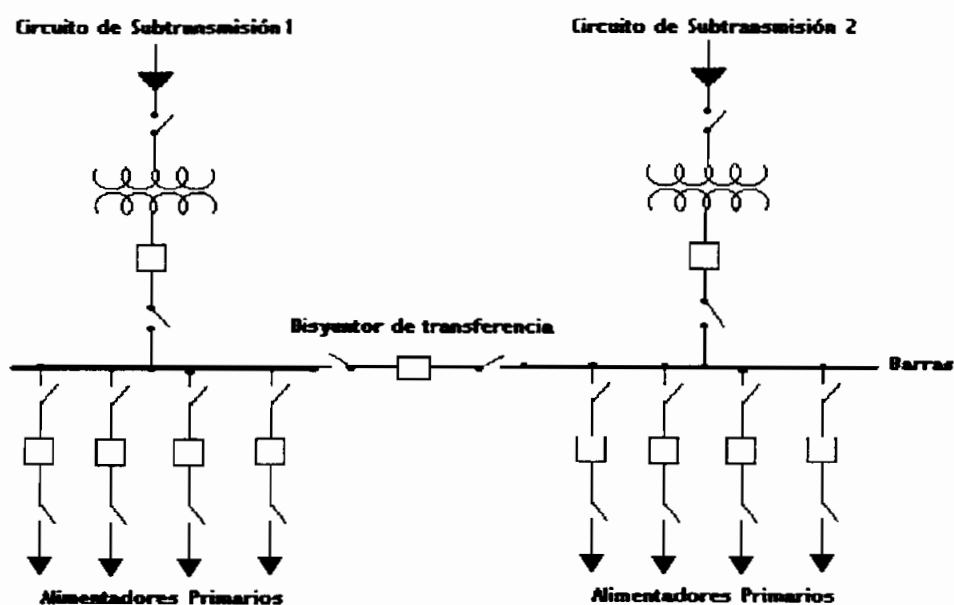


Figura 1.11 Esquema de una S/E de distribución con transferencia automática por medio de dos transformadores y un disyuntor de transferencia en las barras de baja tensión.

En el siguiente diseño de subestación de distribución, Figura 1.12, se disponen dos transformadores con un sistema de transferencia automática en el lado de alta tensión y otro en el lado de baja tensión. De esta manera, es posible utilizar en todo momento la potencia total de ambos transformadores, excepto en el caso que se produzca avería en uno de ellos.

Durante el funcionamiento normal, la subestación trabaja con los dos disyuntores de seccionamiento abiertos, con lo que cada transformador y su línea correspondiente suministran a la mitad de la carga. El disyuntor automático de seccionamiento de alta tensión, está enclavado con los disyuntores del mismo lado, de forma que cierra el circuito cuando abre cualquiera de setos dos, y lo abre cuando ambos están cerrados. También esta equipado con relés diferenciales y de sobrecarga, ya que funciona como disyuntor de transferencia cuando alguno de los circuitos queda sin energía.

Cuando falla un transformador, los disyuntores asociados correspondientes en alta y en baja tensión, disparan por la acción de los relés de sobrecarga o de los relés diferenciales y permanecen abiertos hasta que se reponen manualmente. La desconexión de uno o de los dos disyuntores del lado de baja tensión, provoca el cierre del disyuntor automático de seccionamiento de este mismo lado y conecta la mitad de la carga de la subestación, temporalmente interrumpida, al otro transformador, que se halla en buen estado. Al producirse avería en un transformador o en un circuito de subtransmisión, la mitad de la carga se interrumpe temporalmente.

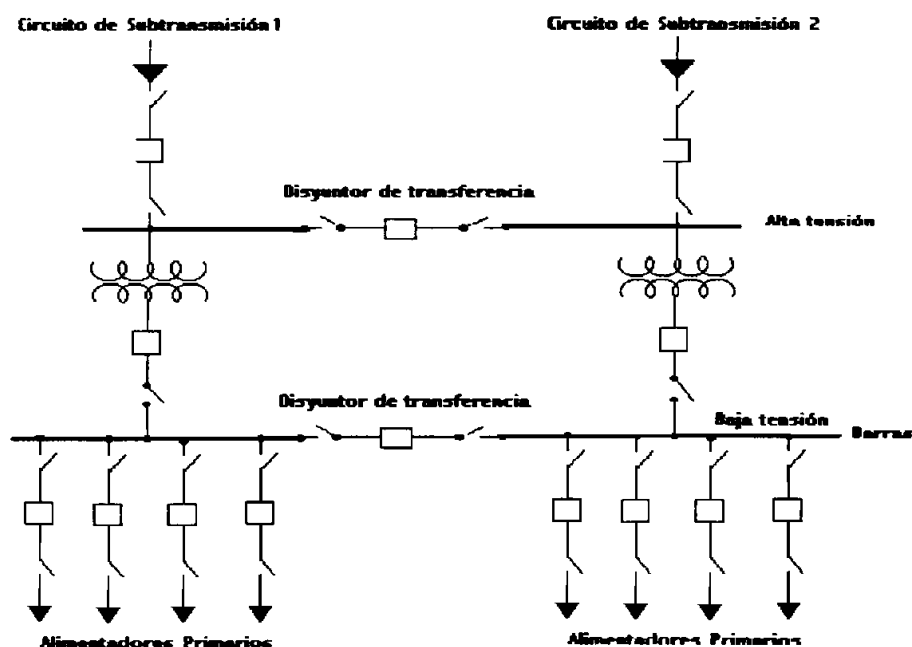


Figura 1.12.- Esquema de una S/E de distribución con transferencia automática por medio de dos transformadores, un disyuntor de transferencia en barras de AT y otro en la barra de BT.

Atendiendo el aspecto de la confiabilidad de la continuidad del suministro de energía eléctrica, existen las subestaciones de distribución con doble línea de alimentación, las mismas que eliminan las interrupciones del servicio en el caso de avería en un circuito de subtransmisión. Uno de estos diseños es el mostrado en el siguiente esquema, Figura 1.13, en el cual las dos líneas de alimentación para la subestación están conectadas a unas barras generales de alta tensión, a través de disyuntores automáticos.

Estos disyuntores están mandados normalmente por la acción de relés direccionales de sobrecarga, que actúan cuando circulan corrientes locales de averías desde las barras de alta tensión de la subestación hacia la central generadora. Al producirse una avería en cualquiera de las líneas de alimentación, el correspondiente disyuntor de alta en la subestación, así como el situado en el origen de la línea, disparan y desconectan el circuito averiado, por ambos extremos. Ambos disyuntores de alta tensión están también equipados con relés de sobrecarga, ajustados para un tiempo de funcionamiento mayor que el del relé direccional, y desconecta ambos disyuntores si es un transformador el que sufre la avería.

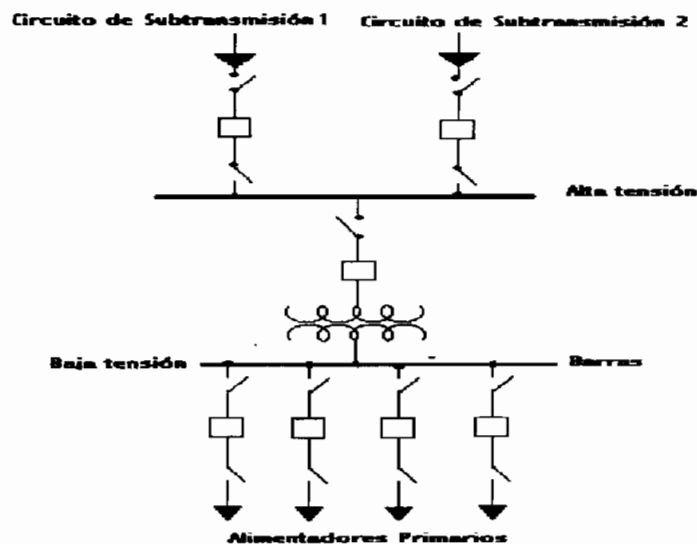


Figura 1.13.- Esquema de una S/E de distribución con un transformador y doble línea de alimentación.

Debido a que la apertura de ambos disyuntores es, en ocasiones, indeseable, ya los circuitos de alimentación pueden formar parte de un anillo,

se instala además un disyuntor adicional que se monta entre las barras de alta tensión y el transformador. De esta forma los disyuntores de los circuitos de alimentación no disparan cuando la avería ocurre en el transformador.

Una variación del diseño anterior es el siguiente, Figura 1.14, el cual posee dos transformadores y una línea de alimentación por transformador, proporcionando un servicio de calidad con un equipo mínimo. Cada disyuntor de transformador, en el lado de baja tensión, está accionado por relés direccionales de sobrecarga, ajustados par un pequeño retraso de funcionamiento, como protección contra una avería en su propio transformador o en la línea de alimentación a éste; además, llevan relés de sobrecarga, cuyo ajuste de funcionamiento está retrasado respecto de los anteriores, para la protección contra averías en las barras generales. Esta disposición no precisa de disyuntores en el lado de alta tensión de los transformadores.

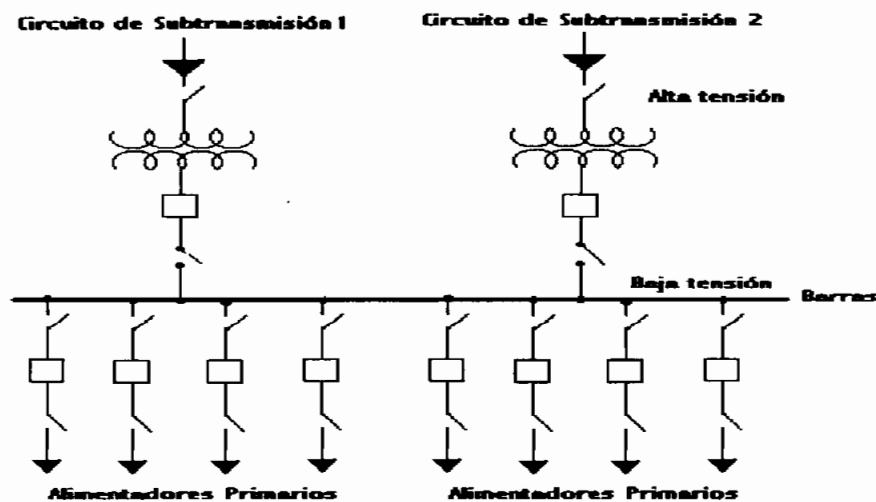


Figura 1.14 .- Esquema de una S/E de distribución con dos transformadores y una línea de alimentación para cada transformador.

En las zonas de gran población, con cargas elevadas y de una gran densidad, muchas veces deben instalarse grandes subestaciones de distribución de 10000 kVA y más. Entonces el diseño a utilizarse es el que se muestra a continuación, Figura 1.15, la cual posee doble juego de barras, principales y auxiliares, tanto en el lado de alta tensión como en el de baja

tensión. Debido a la importancia de las cargas, estas grandes subestaciones deben preverse para su funcionamiento con alto grado de seguridad y confiabilidad. En funcionamiento normal, todas las líneas y transformadores están conectados a las barras principales. Cuando se produce una avería en las barras de alta tensión, desconectan todos los disyuntores de ese lado y se interrumpe el funcionamiento de la subestación. El servicio se restablece de nuevo rápidamente conmutando todos los seccionadores hacia las barras auxiliares y conectando otra vez los disyuntores de los transformadores y de las líneas de llegada. De esta forma, la subestación vuelve a funcionar con todos los disyuntores en servicio, manteniéndose totalmente la protección mientras se reparan las barras averiadas. De la misma manera se procede a la eliminación de una avería en las barras de baja tensión, reanudándose el servicio después de una corta interrupción.

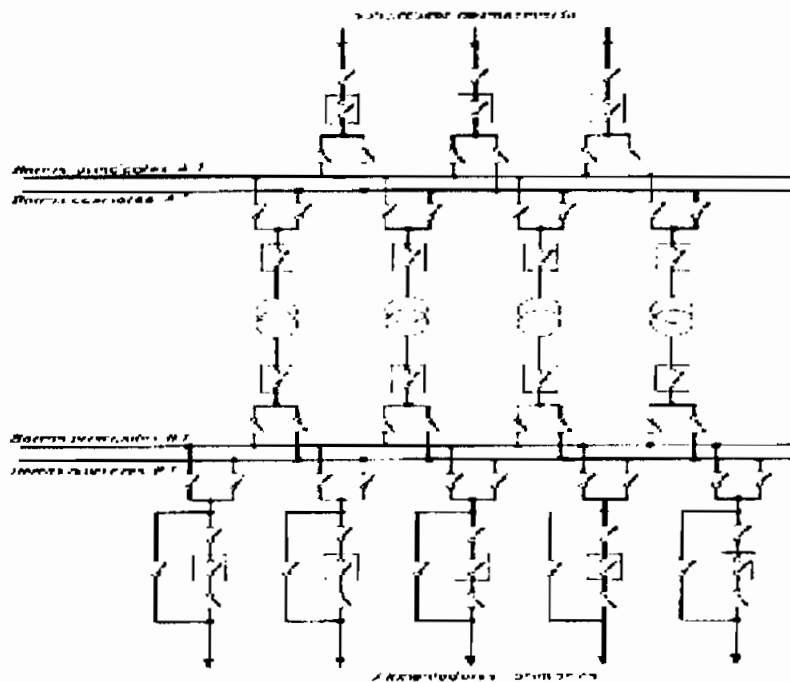


Figura 1.15 .- Esquema de una S/E de distribución de gran potencia, con cuatro transformadores y doble juego de barras en alta y baja tensión.

1.2.2.1.2 TRANSFORMADORES.-

La transformación de voltaje se la realiza de varias formas diferentes. El banco de transformadores puede consistir de tres transformadores

monofásicos o un solo transformador trifásico (áreas urbanas). En ciertos casos y considerando el aspecto de confiabilidad se podrían utilizar cuatro transformadores monofásicos (áreas rurales), con uno de ellos normalmente desconectado y sirviendo como sustituto. La utilización de un solo transformador trifásico hace una subestación de distribución bien proporcionada y más compacta, reduce el número de bushings, válvulas y montajes. Además, se ahorra tiempo y gastos en la realización de su instalación, inspección y mantenimiento. Por otro lado, en algunos sistemas la instalación de tres transformadores monofásicos permiten el uso de dos transformadores conectados en delta abierto el lado de alto voltaje, entonces durante ciertas contingencias la subestación de distribución puede continuar operando en capacidad reducida. En tanto que, el uso de cuatro transformadores monofásicos permite la operación de la subestación de distribución en toda su capacidad incluso cuando un transformador está fuera de servicio por reparación o mantenimiento.

En ocasiones, el problema del mantenimiento del suministro de energía eléctrica desde una subestación de distribución en la cual el transformador trifásico ha fallado o es intencionalmente desenergizado, puede ser resuelto con el uso de una subestación móvil. Esta subestación móvil puede ser fácil y rápidamente transportada a cualquiera de los sitios de la subestaciones de distribución y puede ser conectada temporalmente para servir a la carga durante el tiempo que el transformador de la subestación esté fuera de servicio. [Referencia bibliográfica No. 6]

1.2.3 **RED PRIMARIA DE DISTRIBUCIÓN.-**

La red primaria de distribución toma la energía eléctrica de las barras de baja tensión de la subestación de distribución y la reparte a los primarios de los transformadores de distribución situados en las casetas o cabinas de transformación.

En general, las redes de alimentadores primarios son de tipo radial. La denominada red primaria de distribución consiste en alimentadores primarios que conducen la energía a una zona de carga o en derivaciones laterales que llevan esta energía hasta los centros de transformación.

En lo que se refiere a la continuidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales, el diseño de redes radiales tiene el inconveniente de que una avería en cualquiera de los alimentadores provoca la interrupción del servicio en todos los abonados conectados con este alimentador primario. Por esta razón, en estas redes se establecen seccionadores y disyuntores de interconexión, maniobrados manualmente, para transferir algunas secciones de la línea averiadas a otros circuitos primarios cercanos.

En el siguiente esquema, Figura 1.16, se tiene una red primaria radial ramificada; en estas redes, y según lo va exigiendo el incremento del servicio, se van tomando derivaciones laterales a todo lo largo del alimentador primario principal o troncal; a su vez, estas derivaciones laterales, se subdividen nuevamente hasta llegar a los centros de transformación. Generalmente, tanto en el alimentador troncal como en las derivaciones, la sección de los conductores es decreciente, de forma que se obtiene una red sencilla y económica, pero cuya aplicación está limitada a los caso en los que la caída de tensión entre la primera toma y el final de la línea no exceda de lo estipulado en las regulaciones de calidad del servicio.

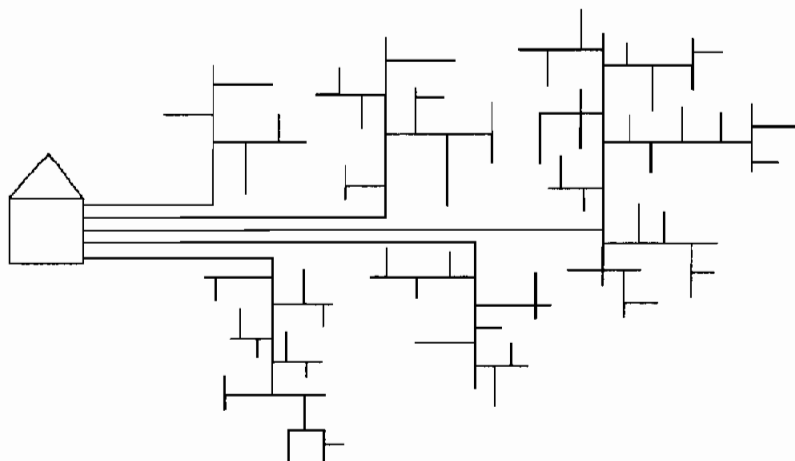


Figura 1.16 .- Esquema de una red radial ramificada.

Sin embargo, son más empleadas las redes primarias radiales con centros de distribución, Figura 1.17, en las que se evitan las excesivas caídas de tensión, extendiendo los alimentadores de gran sección hasta puntos centrales, denominados centros de distribución, de donde parten, ramificadas, las derivaciones parciales. En estas redes resulta, relativamente, fácil transferir la carga de una sección averiada a alguna sección adyacente, mediante seccionadores y disyuntores de interconexión. Además las caídas de tensión son muy pequeñas debido a la corta longitud de las ramificaciones.

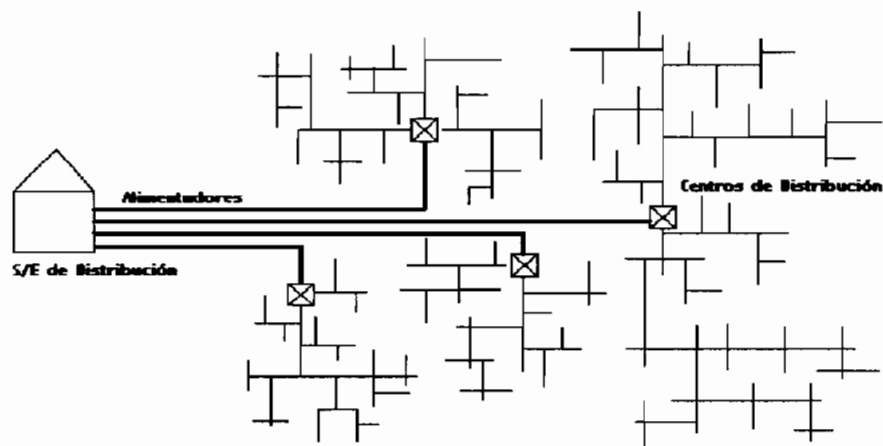


Figura 1.17 . – Esquema de una red primaria con alimentadores y centros de distribución.

En estos diseños de redes primarias radiales, generalmente, resulta ventajosa la instalación de una o más anillos de enlace, los cuales mejoran el nivel general de tensión y dan más flexibilidad a la demanda entre un gran número de abonados. Además, los anillos de enlace favorecen la continuidad del servicio, ya que una interrupción en ellos no interrumpe el servicio de los centros de transformación. Su inconveniente está en que un conductor roto puede permanecer ignorado durante un tiempo largo, ya que no está interrumpido el servicio y la instalación continua funcionando.

Por otro lado, cuando se tiene fuertes concentraciones de carga resulta una mejor opción el diseño de redes primarias malladas, Figura 1.18, este sistema completo está constituido por varias subestaciones de distribución, cada una de ellas muy próxima a un centro de carga y con su propio circuito de subtransmisión, los transformadores están Interconecta-

dos por el lado de baja tensión, mediante una red de alimentadores primarios de longitud relativamente corta, los cuales, a su vez alimentan varios centros de transformación, dentro de una zona de distribución bien definida. La red primaria debe tener la capacidad suficiente para mantener la carga total del conjunto, aunque cualquiera de los circuitos de subtransmisión quede fuera de servicio.

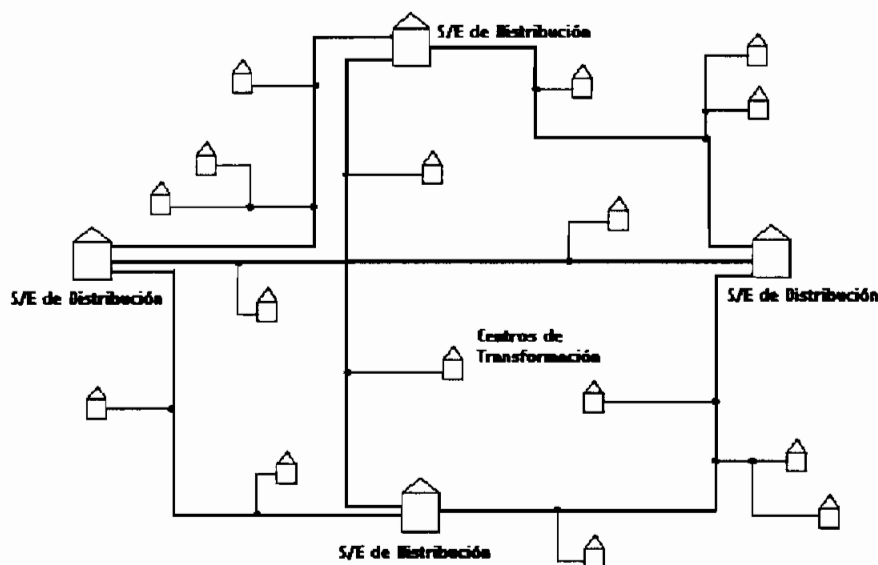


Figura 1.18 .- Esquema de una red primaria mallada.

Realizando una comparación, se puede establecer que, una red primaria mallada proporciona mejor servicio que la red primaria radial, por su regulación de tensión más favorable y por el menor número de interrupciones del servicio. Además, las pérdidas de energía son menores en la red primaria mallada debido, principalmente, a que:

- La energía se transporta a los centros de carga por circuitos de subtransmisión de pequeña longitud.
- En cada alimentador, la corriente se divide entre los extremos.

Por otra parte, la red primaria mallada proporciona una mayor flexibilidad en lo que se refiere al aumento del consumo. En tal virtud, se adapta a cualquier régimen de crecimiento de la carga y se obtiene una economía inmediata instalando las unidades de transformación donde exista la carga

en el momento inicial. Si el consumo no aumenta según las previsiones, la unidad puede destinarse a otro emplazamiento.

1.2.4 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.-

En los centros de transformación se transforma la tensión de la energía procedente de la red primaria de distribución a la tensión de servicio de los abonados. Los transformadores instalados en estos centros se denominan, en general, transformadores de distribución. Estas casetas de transformación pueden ser aéreas, montadas sobre postes, o subterráneas, instaladas en pozos o túneles.

Para pequeñas potencias, en cada caseta se instala un solo transformador de distribución, el cual alimenta los circuitos de alumbrado y de fuerza del abonado. Pero, cuando existen motores eléctricos en las instalaciones de los usuarios, la momentánea caída de tensión provocada por el arranque de estos motores produce oscilaciones en el alumbrado; en estos casos, es preferible la instalación de dos transformadores de distribución por caseta, uno para alumbrado y otro para fuerza motriz.

1.2.5 RED SECUNDARIA DE DISTRIBUCIÓN.

La red secundaria de distribución opera a la tensión de servicio de los abonados y está comprendida entre las salidas de baja tensión de los transformadores de distribución y las acometidas de los usuarios. Es decir que, los alimentadores secundarios son el último eslabón en la cadena entre la central de generación y los consumidores.

Al igual que los sistemas de distribución en media tensión o redes primarias, también los sistemas de baja tensión tienen diferentes diseños y mantienen los mismos principios de operación que en aquellos, sin embargo, hay una importante diferencia entre los circuitos primarios y los secundarios, la cual afecta su operación; esta es, que en los alimentadores de

baja tensión es posible trabajar con la línea viva teniendo las debidas precauciones, dando esto una mayor flexibilidad al sistema de distribución.

Ésta, consiste de alimentadores secundarios que tienen su origen en el lado de baja tensión de los transformadores, en cajas de distribución o en las barras de distribución (buses) de las subestaciones secundarias donde se alojan los transformadores de distribución, llevando la energía hasta el lugar de consumo. [Referencia bibliográfica No. 6]

Las diferentes estructuras en baja tensión que se emplean en el sistema de distribución son:

Sistema aéreo:

- Estructura Ramificada.
- Estructura en anillo o mallada.

Sistema Subterráneo:

- Estructura Radial Sin Amarres.
- Estructura Radial Con Amarres.
- Estructura Automática.

En todos los casos, y siempre que sea posible, se recomienda la alimentación independiente de los circuitos de alumbrado y de fuerza motriz ya que de esta forma, y con un gasto razonable, se obtiene una regulación de tensión muy precisa y una iluminación más constante en los circuitos de alumbrado. Además, como las averías por cortocircuitos y contactos a tierra son más frecuentes en los circuitos de fuerza que en los de alumbrado, la probabilidad de estas averías, que dejan sin alumbrado a un grupo de abonados, quedan reducidas si la distribución está provista de redes independientes para la alimentación del alumbrado y de la fuerza motriz.

1.2.5.1 REDES SECUNDARIAS: SISTEMA AÉREO.

1.2.5.1.1 ESTRUCTURA RAMIFICADA.-

Los alimentadores secundarios o de baja tensión, conectan el secundario de cada transformador de distribución a los servicios alimentados, siguiendo una disposición radial, aunque en algunos casos se interconectan los secundarios de transformadores adyacentes. A continuación se exponen algunos ejemplos de este tipo de redes secundarias de distribución:

CASO1: Cuando el presupuesto de la instalación es reducido, se dispone una línea combinada de alumbrado y fuerza motriz, la misma que arrancando desde la caseta transformadora se deriva a las acometidas de los diferentes centro de carga. Estos centros de carga pueden ser, por ejemplo, los edificios de una gran instalación industrial, los edificios de una ciudad, etc. La única ventaja de este diseño es su bajo costo, por lo que solamente es recomendable cuando las razones económicas sean determinantes (Figura 1.19).

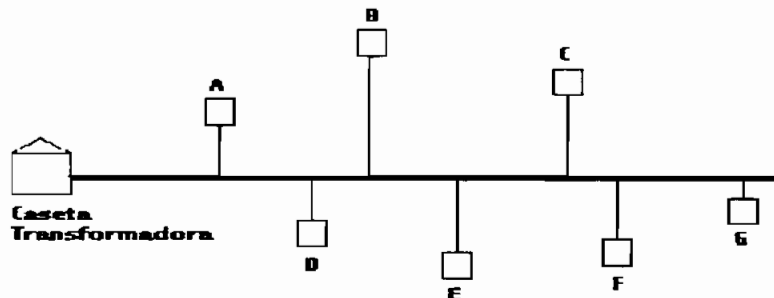


Figura 1.19 .- Esquema de una red secundaria de distribución. CASO 1.

CASO 2: Muchas veces se utiliza una línea independiente para alumbrado y otra para fuerza motriz. Esta disposición resulta mejor que la anterior, ya que los circuitos de alumbrado están completamente separados de los circuitos de fuerza. Pero si existen numerosos abonados de alumbrado o de fuerza, que deban alimentarse de una sola línea, resulta muy probable la aparición de averías. Además, tiene el inconveniente en lo que se refiere a la imposibilidad de controlar desde la subestación de distribu-

ción, el suministro de energía a los diferentes centros de carga (Figura 1.20).

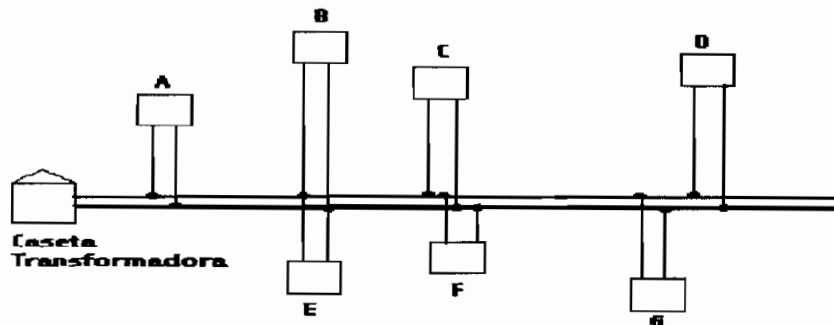


Figura 1.20 .- Esquema de una red secundaria de distribución. CASO 2.

CASO 3: En la práctica se utilizan soluciones mixtas; por ejemplo, se instalan alimentadores individuales para los centros de carga más alejados o más importantes y líneas, individuales o combinadas, para los centros de carga de pequeña potencia. [Referencia bibliográfica No. 6]

1.2.5.2 REDES SECUNDARIAS: SISTEMA SUBTERRÁNEO.

1.2.5.2.1 ESTRUCTURA RADIAL SIN AMARRES.-

En este tipo de estructura, los cables de sección apropiada, acorde con la carga que suministrarán, parten en diferentes direcciones, desde el lugar donde se encuentra instalado el transformador de distribución constituyendo los alimentadores secundarios. En esta estructura una falla en el transformador o en alguno de los cables dejarán sin servicio a todos los consumidores alimentados por esta instalación.

Aún en esta configuración tan sencilla es posible tener un grado de seccionalización, ya que si el problema es en los cables; una vez que la falla se localiza, el cable se puede seccionar, aislando el lado dañado del lado en buen estado, y si éste está conectado a la fuente puede ser normalizado y una parte de la carga volverá a tener servicio mientras se realiza la reparación. El cable de baja tensión se protege a la salida de los transformadores de distribución por medio de fusibles y se instala directamente

enterrado, acometiendo a los servicios por medio de empalmes en "T" o derivaciones elaboradas en el mismo alimentador.

1.2.5.2.2 ESTRUCTURA RADIAL CON AMARRES.

En el sistema anterior cuando se tiene una falla en el alimentador primario o en el transformador de distribución, resulta en una interrupción de toda el área alimentada por éstos, hasta que el daño es reparado o el transformador es reemplazado. Para solucionar esta situación, así como para facilitar la restauración en el servicio cuando hay problemas en los alimentadores secundarios en cajas de seccionamiento intercaladas en los cables que van de un transformador a otro. Normalmente se colocan en las esquinas con objeto de darles mayor flexibilidad en su conexión al poder recibir hasta 4 alimentadores secundarios. Un buen estudio respecto a la forma en que se repartirán las cargas de los servicios para cada transformador, permitirá determinar la colocación de estos medios de amarre y seccionalización y dará una mayor libertad en la reparación de fallas en media tensión, puesto que la carga del transformador en disturbio puede ser transferida por la baja tensión a los transformadores adyacentes.

Al efectuar la construcción de la baja tensión, debe tenerse cuidado de que la secuencia de fases en todos los transformadores de distribución sea la misma a fin de que al hacer la transferencia de carga de uno a otro, la secuencia no sea invertida; lo cual perjudicaría a los consumidores.

Los alimentadores de baja tensión son también protegidos a la salida de los transformadores de distribución por medio de fusibles, se instalan directamente enterrados a lo largo de las calles y acometiendo directamente a los servicios.

Los transformadores de distribución se instalan en locales en interior de edificios designados para el equipo eléctrico o bien, en bóvedas construidas en la calle; dependiendo del tipo de local y el equipo se instale; pu-

diendo ser del tipo interior para locales en edificios y del tipo sumergible para bóvedas. [Referencia bibliográfica No. 6]

1.2.5.2.3 ESTRUCTURA AUTOMÁTICA.

Este sistema de distribución en baja tensión se utiliza en muchas ciudades para resolver el problema de un buen servicio y una buena regulación de voltaje en zonas importantes de ellas y donde existe gran concentración de cargas uniformemente repartidas a lo largo de las calles. Este sistema garantiza un servicio prácticamente continuo, ya que las fallas en media tensión y en los alimentadores secundarios, no afectan a los usuarios.

Los componentes básicos de una estructura automática son: una fuente de potencia, la cual es normalmente una subestación de distribución siendo el punto de origen de dos o más alimentadores primarios radiales sin enlace entre ellos. Estos alimentadores primarios van hasta los centros de carga en el área que conformará la estructura. Aquí son seccionados por medio de cajas de desconexión o interruptores para llevar los ramales que alimentarán directamente a los transformadores de distribución.

Los transformadores de distribución están conectados a los alimentadores primarios, de tal manera que transformadores adyacentes queden alimentados por primarios diferentes. Esta configuración es con el fin de que al existir un disturbio en uno de los alimentadores de media tensión o una "primera contingencia" no disminuya la regulación de voltaje en la estructura, y la carga del alimentador en disturbio sea absorbida a través de los alimentadores secundarios de los transformadores de distribución pertenecientes a otros alimentadores.

Por esta razón el diseño de los alimentadores en media tensión debe ser tal, que permita absorber el aumento de carga cuando uno de ellos falla. Un dispositivo seccionador llamado protector es instalado en el lado

secundario de cada transformador de distribución, y tiene como finalidad evitar un retorno de energía de los alimentadores de baja tensión al punto de falla en media tensión ya que cuando un alimentador primario falla, el protector inmediatamente desconecta el transformador de distribución de la configuración de baja tensión.

El lado carga del protector es conectado a la estructura secundaria. Las cargas estarán conectadas a los alimentadores secundarios que van por las calles directamente enterrados o bien a las terminales del protector o a las barras de distribución (buses) de baja tensión instalados en las bóvedas o subestaciones de edificios.

Cuando ocurre una falla en la estructura de baja tensión, el corto circuito es alimentado por todos los transformadores de distribución provocándose una corriente de corto circuito suficiente para evaporar en ese lugar el material de cobre de los conductores, trozándose el cable en una reducida longitud y en un corto tiempo, quedando así aislada la falla sin provocar interrupciones, a menos que la falla sea directamente en la acometida de un servicio. [Referencia bibliográfica No. 6]

1.2.6 CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN PARA ALUMBRADO PÚBLICO.

El alumbrado de calles y paseos públicos requiere circuitos separados, debido a la necesidad de apagar y encender las lámparas en momentos determinados, según los cambios estacionales de la luz solar. Este alumbrado puede efectuarse de dos formas diferentes:

- a) Alumbrado a tensión constante, mediante circuitos de alimentación en paralelo.
- b) Alumbrado a corriente constante, mediante circuitos de alimentación en serie.

1.2.6.1 ALUMBRADO PUBLICO A TENSION CONSTANTE.-

El alumbrado a tensión constante consiste en alimentar las lámparas de alumbrado público en paralelo, desde los circuitos secundarios de distribución y a tensiones de 125 V ó 220 V, según sea el caso. Par el encendido y apagado de estas lámparas, se utilizan los siguientes procedimientos:

1. **Interruptores horarios de reloj eléctrico.-** Constituyen el procedimiento más económico y se utiliza cuando se trata de un pequeño número de lámparas.
2. **Relés e hilos pilotos.-** Empleados frecuentemente para el apagado y encendido de gran número de lámparas en una calle. En cada lámpara se aloja un relé cuya función es conectar dicha lámpara a una línea de tensión determinada, cerrando un contacto unipolar cuando se cierra el circuito de alimentación del relé a través los hilos pilotos; la desconexión de la lámpara se realiza desexcitando el relé.
3. **Corrientes portadoras.-** Se emplean para apagar o encender simultáneamente gran número de lámparas; se ha demostrado que este procedimiento es económicamente aceptable a partir de una 2000 lámparas en paralelo. En cada lámpara se monta un relé en el puesto de mando conjunto se dispone un generador de alta frecuencia que, a través de los correspondientes circuitos de bloqueo, inyecta corriente de alta frecuencia al circuito de alimentación. Por la línea, se transmiten impulsos de corta duración y de alta frecuencia hasta los relés y estas señales hacen que cada uno de estos relés abra y cierre un contacto en el circuito de alimentación de la lámpara respectiva.
4. **Mando Fotoeléctrico.-** Este dispositivo es sensible a la luz del día y que hace funcionar un relé que enciende la lámpara cuando la iluminación natural baja de un cierto valor y la apaga cuando dicha iluminación alcanza un valor conveniente.

1.2.6.2 ALUMBRADO PUBLICO A CORRIENTE CONSTANTE.-

El alumbrado a corriente constante consiste en alimentar las lámparas conectadas en serie sobre un circuito que, por esta condición, está sometido a alta tensión y, por lo tanto, debe aislarse cuidadosamente. La ventaja de este diseño sobre el alumbrado de tensión constante es que la sección de los conductores resulta mucho más reducida, ya que debe calcularse solamente para la corriente correspondiente a una lámpara o a un pequeño grupo de lámparas. El circuito serie se monta, generalmente, en las mismas crucetas que los conductores primarios, cuando se trata de líneas aéreas, o en conductos o tubos separados, cuando se trata de cables subterráneos. Las lámparas individuales están provistas de interruptores serie que cierran automáticamente el circuito cuando se retira la lámpara.

Los circuitos serie de alimentación pueden instalarse como conductores paralelos, en cuyo caso, los hilos de ida y de retorno siguen la misma trayectoria o como anillo abierto, en que el circuito va por una calle y retorna por otra. La disposición por conductores paralelos requiere mayor longitud de hilo para alimentar las lámparas de una zona determinada pero la disposición abierta tiene el inconveniente de que resulta más difícil disponer los puntos de prueba para localizar una avería en el circuito. Muchas veces, se adoptan soluciones mixtas en las que se compensa la conveniencia de obtener suficientes puntos de prueba con la economía en el material de la línea (Figura 1.21).

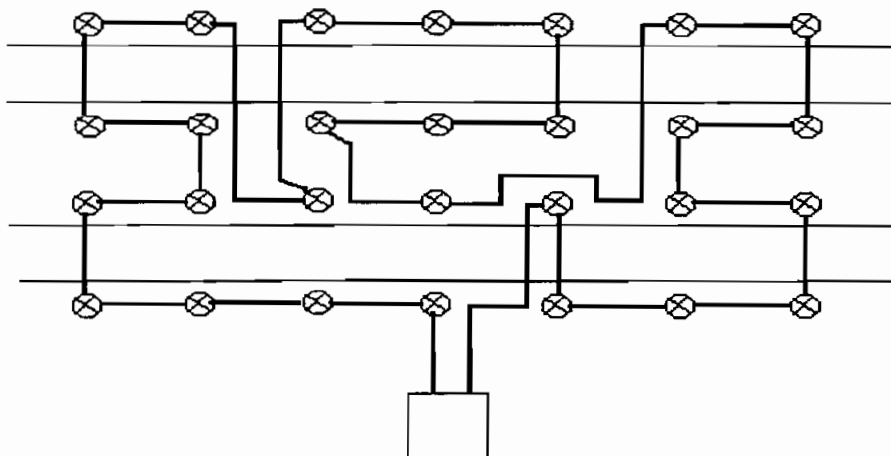


Figura 1.21 .- Esquema de un circuito de alumbrado público a corriente

La alimentación de los circuitos serie se realizan por medio de transformadores de corriente constante. Estos circuitos se proyectan con neutro común puesto a tierra por numerosos puntos. En tanto que el mando de los circuitos serie puede realizarse por los mismos elementos descritos para el caso de los circuitos en paralelo. [Referencia bibliográfica No. 6]

1.2.7 ACOMETIDAS.

Se denomina acometida al enlace u unión de la red secundaria de distribución de la empresa suministradora de energía eléctrica con la instalación del abonado.

Se denominará acometida aérea cuando los conductores que proceden de la red de distribución están situados por encima del nivel del suelo, y acometida subterránea cuando dichos conductores están situados bajo el nivel del suelo. En las figuras siguiente (Figura 1.22 y Figura 1.23), se considera una instalación para un edificio de planta baja y tres pisos.

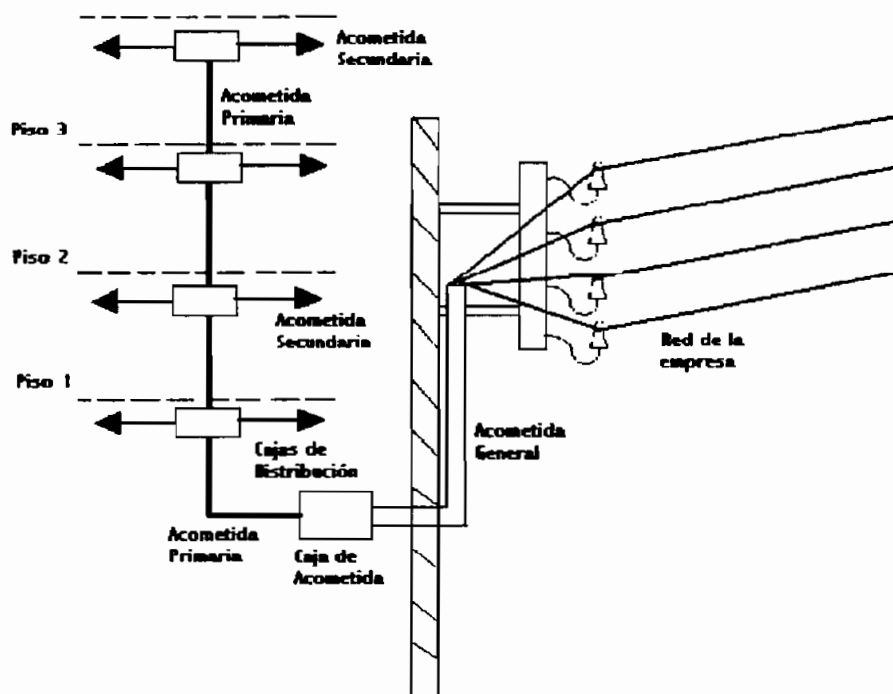


Figura 1.22 .- Esquema de una acometida aérea.

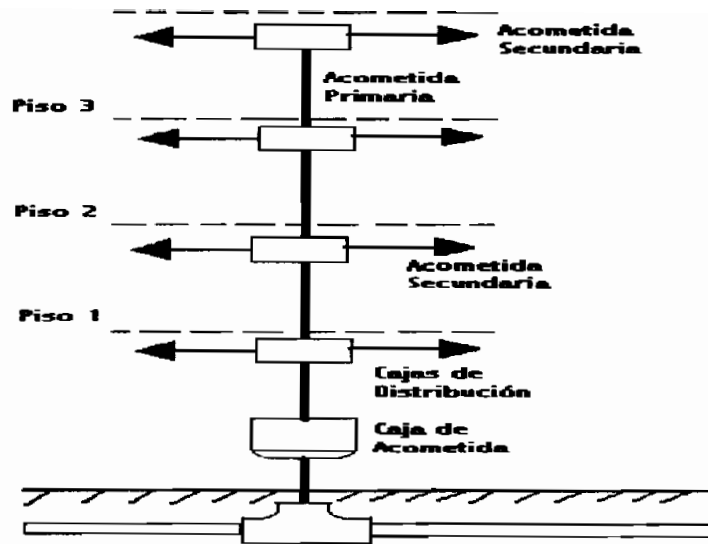


Figura 1.23 .- Esquema de una acometida subterránea.

Comprende los siguientes elementos:

1. La acometida general, llamada también derivación de empresa, que es el tramo de línea derivado del punto de conexión con la red de distribución, hasta la caja de acometida.
2. La caja de acometida, llamada también caja general de protección, que es la parte de la acometida destinada a conectar, proteger y si es necesario, separar la parte de la instalación que corresponde a la empresa de la del abonado; esta caja contiene los dispositivos eléctricos necesarios para cumplir con dichas condiciones, tales como interruptores, fusibles, piezas de empalme, etc.
3. la línea repartidora, que es la parte de la instalación que une a la caja de acometida con las derivaciones individuales de cada abonado. A su vez, la línea repartidora está dividida en las siguientes partes:
 - I. Circuito de acometida, denominado también acometida primaria, que comprende la parte de la instalación entre la caja de acometida y las cajas de distribución de los usuarios.
 - II. Cajas de distribución que contienen piezas de empalme y derivación y, en ocasiones, fusibles; están destinadas a tomar

de una línea repartidora, una o varias derivaciones que, directamente o a través de otras cajas de distribución, alimentan las instalaciones de los usuarios.

- III. Acometidas secundarias, que son las líneas derivadas de las cajas de distribución hasta los cuadros de los contadores de los abonados.

Cuando en el edificio existe un solo usuario o en el caso en el que los contadores estén centralizados, no existen cajas de distribución ni acometidas secundarias; entonces, la acometida primaria enlaza directamente la caja de acometida con los contadores. [Referencia bibliográfica No. 6]

1.2.7.1 ACOMETIDAS SUBTERRÁNEAS.-

Desde la línea más cercana a la red de distribución , se tenderá un derivación subterránea hasta la caja de acometida , situada en el edificio. Esta derivación se calculará previamente, según las consideraciones de previsión de cargas. El tipo de cable a utilizarse será el mismo que el empleado por la empresa distribuidora, recomendándose que la derivación que constituye la acometida tenga el mismo número de conductores que la línea general de la que deriva. Normalmente, se utiliza cable de cuatro conductores, tres fases y neutro, para instalaciones de corriente trifásica y cable de tres conductores, dos polos y neutro, para instalaciones de corriente continua.

En la mayoría de los casos, son propiedad de la empresa de distribución los cables de distribución y las derivaciones hasta la caja de acometida incluida y no deben manipular estos elementos más que las personas autorizadas por dicha empresa. La caja de acometida para una instalación subterránea debe contener un cortacircuito fusible por cada conductor activo y un seccionador para el neutro si lo hubiere. Los fusibles pueden ser de los distinto tipos que existen en el mercado y siempre ateniéndose al las normas particulares establecidas pro la empresa de distribución. En cuanto

al seccionador para el neutro puede consistir, sencillamente, en una plaquita metálica con dos tornillos de conexión para los cables de entrada y salida. Debe preverse, además, un tercer tornillo en el centro de la plaquita metálica, para una derivación del neutro a tierra, si estuviese establecido así por la empresa de distribución.

En todos los caso, las cajas de acometidas deben estar construidas de forma que los cables de acometida puedan salir por la parte superior de la caja en uno o varios tubos o bien con los necesarios elementos de acoplamiento para unir la caja de acometida con otra caja de distribución, de derivación, etc. [Referencia bibliográfica No. 6]

1.2.7.2 ACOMETIDAS AEREAS.-

Desde la línea aérea más cercana de la empresa de distribución, se tendrá una derivación aérea, apoyándose, si es preciso, en postes, soportes de pared, etc., hasta la caja de acometida situado en el interior del edificio. Esta derivación se calculará para las cargas previstas, procurando que el tendido sea visible en la totalidad del recorrido. En las acometidas aéreas pueden presentarse dos casos diferentes:

- a) Acometida aérea con entrada subterránea en el interior del edificio.
- b) Acometida aérea con entrada aérea en el interior del edificio.

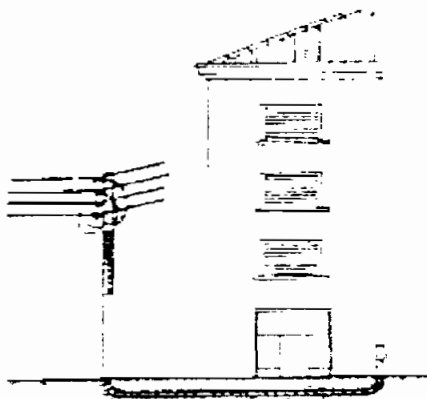


Figura 1.24 .- Esquema de una instalación de acometida aérea con entrada subterránea.

CAPÍTULO 2:

2. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD).-

2.1 INTRODUCCIÓN.-

En el Ecuador, el sector de la Distribución de energía eléctrica, a diferencia del sector de la Generación, en donde se establece la libre competencia, desregulando su funcionamiento; se realizan las transacciones comerciales bajo el esquema de un mercado regulado, por lo tanto, se establecen precios regulados o tarifas que son aprobadas por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, para cada una de las empresas de distribución existentes en el país y por medio de estudios exhaustivos de las mismas.

El CONELEC cuenta para cumplir con el propósito de fijación de tarifas con el estudio y cálculo del Valor Agregado de Distribución, VAD, que debe ser elaborado y presentado, acorde con el marco legal vigente, por cada una de las empresas de distribución del país. Con este objetivo dichas empresas cuentan con guías para llevar a cabo dichos estudios, las mismas que son dictadas por el ente regulador. Estas directrices son suministradas, así como los criterios básicos relacionados con los procedimientos que tales entidades deben aplicar para la formulación y ejecución de los estudios del Valor Agregado de Distribución. En el transcurso del tiempo se ha ido innovando y mejorando la metodología para dichos estudios y cálculos, es así, que actualmente rige una metodología nueva para la recopilación de datos e información requerida para la elaboración de los estudios pertinentes.

2.2 DEFINICIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN.-

El Valor Agregado de Distribución es, básicamente, un costo medio que incorpora todos los costos de inversión y funcionamiento de una empresa modelo o teórica, por lo que no necesariamente reconoce los costos efectivamen-

te incurridos por las empresas de distribución. Además, el Valor Agregado de Distribución es una componente de la tarifa que sirve para establecer los precios a clientes finales para remuneración a las distribuidoras.

La definición del valor agregado de distribución, VAD, se sustenta en los siguientes aspectos:

- Se debe garantizar al cliente regulado que las tarifas de distribución estén en concordancia con los costos optimizados de una empresa eficiente.
- La ausencia de adaptabilidad del equipamiento de distribución a la demanda correspondiente, limita conceptualmente el empleo de criterios marginalistas en las tarifas de distribución.
- La utilización de costos medios de empresas eficientes, en lugar de costos marginales de distribución.
- En su conjunto busca que la estructura de organización de la empresa propenda y logre condiciones de eficiencia para las gestiones técnico – administrativas y de atención al cliente.

2.3 MARCO LEGAL VIGENTE PARA EL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN.-

El marco legal para la definición y determinación del Valor Agregado de Distribución está claramente definido en los siguientes artículos:

LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO.

CAPÍTULO VIII : MERCADOS Y TARIFAS

Art. 56.- Valor Agregado de Distribución.- El Valor Agregado de Distribución, corresponde al costo propio de la actividad de distribución de una empre-

sa eficiente, sobre la base de procedimientos internacionalmente aceptados, que tenga características de operación similares a las de la concesionaria de distribución de la cual se trate.¹

Para calcular el Valor Agregado de Distribución se tomará en cuenta las siguientes normas:

- a. Costos asociados al consumidor, independientemente de su demanda de potencia y energía;
- b. Pérdidas técnicas medias de potencia y energía;
- c. Costos de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución en la empresa de referencia por unidad de potencia suministrada; y
- d. Costos de expansión, mejoramiento, operación y mantenimiento de sistemas de alumbrado público que utilicen energía eléctrica.²

Los distribuidores calcularán los componentes del valor agregado de distribución para la empresa de referencia correspondiente cada año y someterán el estudio resultante a consideración del CONELEC, el cual lo analizará dentro de los términos que señale el reglamento respectivo. [Referencia bibliográfica No. 6]

REGLAMENTO DE TARIFAS.

CAPÍTULO II : COSTOS

Sección 1 a: Estructura de costos.

Art. 6.- Costos atribuibles al servicio.- Los costos para le determinación de las tarifas comprenderán, de conformidad con la Ley, los precios referenciales de generación, los costos medios del sistema de transmisión y el **Valor Agregado de Distribución (VAD)** de empresas eficientes.

¹ Reforma del primer inciso del Art. 56, mediante Ley 2000-1 (Ley para la Promoción de la Inversión y la Participación Ciudadana) publicada en el Suplemento del Registro Oficial No.144 de 18 de agosto de 2000.

² Literal d) incorporado mediante Ley 2000-1 (Ley para la Promoción de la Inversión y la Participación Ciudadana) publicada en el Suplemento del Registro Oficial No.144 de 18 de agosto de 2000.

Sección 2 a: Metodología de Cálculo.

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 el 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. Para determinar este VAD se tomarán en cuenta los planes cuatrienales de inversión preparados por las empresas distribuidoras y aprobados por el CONELEC; entidad que supervisará anualmente el cumplimiento de dichos programas.

- 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 las Unidades de Propiedad 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 los 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 los períodos de vida útil y 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 corresponde 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 conectados a transformadores de distribución.

- d) **Componente de la Comercialización para el Valor Agregado de Distribución (VAD).**- Comprenderá los activos en servicio correspondientes 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 de los puntos de entrega sea éste 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 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 y baja tensión y comercialización, en proporciones iguales o en las proporciones que sean definidas por el distribuidor, con su respectivo justificativo.

Art. 11.- Auditorías Técnicas.- Cuando el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, lo solicite, los distribuidores están obligados a contratar auditorías técnicas independientes para evaluar los costos del Valor Agregado de Distribución (VAD). Los informes de tales auditorías serán entregados al CONELEC y al Distribuidor.

Art. 12.- Pérdidas.- Las cantidades adicionales de potencia y energía que se requieren para entregar un kilowatio y un kilowatiohora al consumidor serán remunerados al transmisor o al distribuidor, según corresponda, mediante la determinación de las pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas se valorarán a través de las simulaciones de los sistemas de transmisión y distribución, a fin de precisar el porcentaje de ellas para cada nivel de servicio: transmisión, subtransmisión, media tensión y baja tensión. El cálculo se llevará a cabo para potencia y energía.

Remuneración de pérdidas por Potencia: corresponde a la compensación de las pérdidas sobre los costos acumulados de capacidad en los distintos niveles de tensión.

Remuneración de pérdidas por Energía: corresponde a la compensación de las pérdidas calculadas sobre la base del precio referencial a niveles de generación.

Los estudios en los que se fijen los porcentajes de pérdidas técnicas serán elaborados por el Transmisor en coordinación con el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, y por el distribuidor según corresponda y serán presentados al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC. La magnitud de las pérdidas técnicas no excederá de los niveles que apruebe el CONELEC, los cuales se fundamentarán en los análisis técnico – económicos que le sea presentados.

Las pérdidas no técnicas resultarán de la diferencia entre las pérdidas totales menos las pérdidas técnicas. Los límites admisibles para las pérdidas no técnicas en el cálculo de tarifas, serán fijados, previo el correspondiente análisis técnico, y bajo su responsabilidad, por el CONELEC, entidad que considerará dentro del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD), la incidencia de las inversiones e incrementos en costos que el Distribuidor realizará para cada período anual en el cumplimiento del programa de reducción de pérdidas no técnicas.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- Fijación del primer VAD a cuatro años.- El Valor Agregado de Distribución, VAD, que regirá para el período comprendido entre noviembre del

año 2001 a octubre del año 2005, será el último VAD aprobado por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, en el año 2000, el que dentro de ese mismo período será considerado para la fijación y publicación de la tarifa que debe realizarse cada año por el CONELEC.

SEGUNDA.- Al finalizar el período de cuatro años antes referido, el CONELEC determinará el VAD aplicable para los siguientes cuatro años, con base a los estudios realizados por la empresa de distribución correspondiente de conformidad con lo establecido en este Reglamento.

La valoración de los activos en servicio que se considerará para la fijación de las tarifas al consumidor final y peajes de distribución que estarán vigentes a partir de noviembre de 2005, para efectos de la aplicación del Artículo 10 de este Reglamento, será el mayor valor que resulte de la comparación entre la valoración de los activos del año 2000 que ha sido considerada por el CONELEC para la fijación de tarifas del período de noviembre de 2001 a octubre de 2005, y aquella que resulte de la aplicación del inventario físico de Unidades de Propiedad Estándar, valoradas con Costos Normalizados.

TERCERA.- Durante el cuatrienio noviembre 2001 a octubre 2005, los reajustes del VAD, en la componente del costo de inversión, se realizarán con base a las inversiones ejecutadas en el año inmediato anterior, para la disminución de pérdidas, mejoramiento de la calidad y expansión del servicio, revisadas por el CONELEC. [Referencia bibliográfica No. 8]

2.4 DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN.-

La realización del estudio del valor agregado de distribución tiene como objetivo, desde el punto de vista jurídico, el dar pleno cumplimiento a lo estipulado en el marco legal establecido en la Ley de Régimen de Sector Eléctrico, expedida el 10 de octubre de 1996; el Reglamento de Tarifas; y, demás regulaciones emitidas por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Mientras que, desde el punto de vista conceptual, el estudio del Valor Agregado de Distribución es uno de los más importantes que deben emprender las empresas de distribución, pues se constituye en el mecanismo más apropiado para lograr que las actuales empresas de distribución se ajusten a la Empresa Tipo o de Referencia, dentro de un procedimiento no solo ordenado en el tiempo, sino también sistemático en su contenido y procedimientos; permitiendo de igual forma al ente regulador, realizar un control del cumplimiento de objetivos y metas acordados en el proceso de aprobación del estudio y resultados del Valor Agregado de Distribución realizados por cuenta de las empresas y los correspondiente pliegos tarifarios. Así por ejemplo, a través de estos estudios se puede tener una visión clara de las acciones que deben tomar las empresas de distribución para reducir su margen de pérdidas no técnicas dentro de un tiempo determinado bajo reglamentación.

2.5 RECOPIACIÓN Y PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN.-

La Dirección de Tarifas del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, establece directrices para la recopilación y procesamiento de información referente a cada una de las etapas funcionales de las empresas distribuidoras que servirá de base para el estudio y cálculo del Valor Agregado de Distribución.

En razón de cumplir con este objetivo, el sistema normalizado para la recopilación, organización y procesamiento de la información necesaria para el Valor Agregado de Distribución, los peajes y las tarifas eléctricas metas, tiene objetivos que se sintetizan a continuación:

- ✓ Establecer la transparencia y buscar la objetividad en los procesos que se desarrollan para la determinación del Valor Agregado de Distribución de las empresas.
- ✓ Conseguir la unificación y estandarización de los procedimientos a seguirse por todas las empresas, a fin de establecer normas y reglas claras.

- ✓ A través de este nuevo sistema normalizado se facilita el proceso de consolidación nacional de la información reportada por cada una de las empresas distribuidoras.

La consecución de estos objetivos está sustentada en un documento técnico denominado “CARTILLA PARA LA RECOPIACIÓN DE DATOS: VAD Y TARIFAS”³, que consta principalmente de los siguientes elementos:

- a. Formularios diseñados para la asignación y registro de los datos,
- b. Tablas de información, en las que constan parámetros predefinidos.
- c. Instructivo, cuyo objetivo es posibilitar la correcta interpretación de los conceptos y parámetros que se requieren para el estudio y posterior cálculo del Valor Agregado de Distribución.
- d. Programa computacional en Excel que permite efectuar los cálculos correspondientes, además de la obtención de resultados.

Es evidente que esta cartilla de recopilación de datos se encuentra avalizada dentro del siguiente marco de referencia, conformado por:

- I. Ley de Régimen del Sector Eléctrico,
- II. Reglamento de Tarifas; y,
- III. Las metodologías aprobadas por el directorio del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, para los procesos de cálculo y reajuste de Tarifas Eléctricas.

Por intermedio de la utilización de este sistema normalizado y, sobretodo, el cumplimiento, por parte de las empresas eléctricas de distribución, de la metodología se obtienen los siguientes resultados:

- ✓ Valor Agregado de Distribución, VAD.

³ El documento técnico “Cartilla para la recopilación de datos: VAD y Tarifas” fue elaborado por la Dirección de Tarifas del CONELEC.

- ✓ Tarifa media.
- ✓ Costo unitarios medios por nivel de tensión.
- ✓ Peajes de potencia por punto de entrega.

2.5.1 LOS FORMULARIOS.-

Los formularios para la asignación de la información requerida para el estudio y cálculo del Valor Agregado de Distribución, VAD, en su diseño constan de 11 columnas claramente definidas y que se describen de la siguiente manera:

- a. La columna uno, contiene un código secuencial que permite ordenar cada uno de los diferentes conceptos requeridos.
- b. La columna dos, contiene e identifica cada una de las variables, coeficientes y parámetros necesarios para el estudio.
- c. La columna tres, establece las unidades con las que se deben asignar los datos, esta especificación es muy importante, pues, el programa en Excel se vincula directamente con esta cartilla y toma la información para realizar los cálculos pertinentes, de tal forma que al ingresar datos en otro tipo de unidades diferentes a las establecidas, ocasiona que los resultados obtenidos sean completamente erróneos.
- d. Las columnas cuatro, seis, ocho y diez, están definidas para que sean en estos lugares donde se asignen los datos numéricos de cada uno de los conceptos presentes en la cartilla.
- e. Las columnas cinco, siete, nueve y once, están establecidas para identificar el origen y forma de obtener los datos numéricos asignados, para lo cual se adopta la siguiente convención:

TIPO DE DATO	CONVENCIÓN
Histórico	"h"
Estimado	"e"
Planificado	"p"

La información histórica es aquella información verídica que está sustentada en estados financieros, estadísticas oficiales y otros documentos probatorios, generalmente, aceptados en el sector eléctrico y que se deben adjuntar a la cartilla.

Las estimaciones es aquella información que resulta de una apreciación subjetiva; en tanto que, las proyecciones es aquella información que es el resultado de un análisis de la información histórica y en base de dicho análisis se proyectan valores. Por lo tanto, las estimaciones y proyecciones asignadas en la cartilla deben sustentarse en planes, programas o presupuestos empresariales, los mismos que deben contener sus correspondientes hipótesis y criterios que se utilizaron para su elaboración.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Orden Secuencial	Conceptos	Unidades	Datos							
			Año Eléctrico 2001 - 2002		2002 - 2003		2003 - 2004		2004 - 2005	
23	Ventas en Baja Tensión (BT): Energía	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0
23.1	Noviembre	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0
23.2	Diciembre	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0
23.3	Enero	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0
23.4	Febrero	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0
23.5	Marzo	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0
23.6	Abril	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0
23.7	Mayo	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0
23.8	Junio	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0
23.9	Julio	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0
23.10	Agosto	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0
23.11	Septiembre	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0
23.12	Octubre	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 2.1.- Columnas de los formularios de la Cartilla

2.5.2 LAS TABLAS.-

La información que se encuentra publicada en las Tablas de la Cartilla está dada para los siguientes datos predefinidos:

- TABLA No. 01: Factores de Nodo.
- TABLA No. 02: Inflación Nacional.
- TABLA No. 03: Inflación Internacional.

En cada una de las tablas se puede constatar la forma de cálculo y el origen de los datos previos con los que se determinan los valores asigna-

dos ya en la cartilla y que, por lo tanto las empresas eléctricas de distribución deben adoptar como información fija.

2.5.3 EL INSTRUCTIVO.-

El instructivo es un documento que contiene información, tanto técnica como económica, acerca de la forma en que se deben asignar los datos en la cartilla; la descripción y metodología de cálculo de varios parámetros; y, se establece el marco conceptual en el que se han formulado los mismos.

Este instructivo contiene no solo los criterios formulados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, sino que recoge los criterios, comentarios y sugerencias propuestos por las empresas eléctricas de distribución.

2.5.4 PROGRAMA DE CÁLCULO.-

El programa computacional está elaborado como un archivo de Excel, que consta básicamente de dos hojas electrónicas denominadas: CARTILLA Y OUTPUT . este archivo es entregado para que cada una de las empresas lo manipule y entregue con la información requerida y realice sus propios cálculos y simulaciones.

La hoja electrónica CARTILLA permite el ingreso de los datos necesarios, los mismos que deben cumplir con las condiciones de unidades y tipo descritas. Entonces se puede establecer que la hoja electrónica CARTILLA se constituye en la interface con el usuario del programa computacional.

La hoja electrónica OUTPUT está diseñada de tal forma que toma los valores o datos ingresados en CARTILLA, utiliza los algoritmos establecidos y realiza los cálculos correspondientes, presentando un resumen con los de resultados pertinentes.

CAPÍTULO 3:

3. VARIABLES PARA EL CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN.

Para realizar un enfoque de la metodología establecida para el cálculo del Valor Agregado de Distribución, en primer lugar se debe determinar una clasificación adecuada de la información requerida. Entonces, las variables asignadas en los formularios de la Cartilla se clasifican de la siguiente manera:

- a. Variables de entorno.
- b. Variables empresariales o propias de la empresa:
 - Variables físicas,
 - Variables económicas; y,
 - Variables comerciales.

3.1 VARIABLES DE ENTORNO.-

Los parámetros o variables que se contemplan dentro de este grupo de datos son aquellos que no pertenecen o no tienen dependencia de las empresas eléctricas de distribución pero que influyen sobre los parámetros o variables propias de la empresa. Esto significa que las empresas reciben esta información y la asumen como datos de entrada fijos y comunes.

Estas variables de entorno, consideradas para el estudio y cálculo del Valor Agregado de Distribución, VAD, son las siguientes:

1. Tasa de descuento.
2. Tasa de inflación internacional.
3. Tasa de inflación nacional.
4. Vida útil de los activos.

5. Precio referencial de generación estabilizado.
6. Costo de Transmisión.
7. Precio Unitario de Potencia para remuneración.
8. Factores de Nodo.

3.1.1 TASA DE DESCUENTO.-

Definición.- Está expresada en el Reglamento de Tarifas.

Art.-3.- Definiciones.-

"Tasa de descuento.- Será la tasa media **real** que permitirá expresar los flujos de fondos futuros al valor de una fecha determinada y para su cálculo el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, considerará el costo de oportunidad del inversionista, el riesgo financiero y rentabilidad del capital invertido, aspectos que deberán provenir de fuentes internacionalmente aceptadas para este tipo de actividad".

La metodología para el cálculo de la tasa de descuento para el Sector Eléctrico, fue aprobada por el Directorio el 19 de diciembre de 2001 por medio de la Resolución No. 0295/01.

Fórmula de Cálculo.- Para calcular la tasa de descuento real se utilizará la siguiente fórmula:

$$TD(\%) := 100 \cdot \left[\left[\frac{1 + \left[a \cdot \left(R_F + R_P + \beta \cdot (R_M - R_F) \right) \right] + b \cdot (PR + R_P) \cdot (1 - T)}{1 + f} \right] - 1 \right]$$

Descripción de términos.-

TD = Tasa de descuento real

a = Factor de ponderación de los recursos propios empleados por una "muestra representativa" de 100 empresas eléctricas.

$$a = \frac{K}{D + K}$$

Donde:

K = Patrimonio; y,

D = Pasivo de largo plazo de la empresa.

R_F = Tasa internacional, libre de riesgo. Es el «Promedio Simple» del rendimiento de los bonos del Tesoro de los EEUU, con vencimiento a 10 años, tomado de las estadísticas de la Reserva Federal de los EEUU.

R_P = Coeficiente de riesgo país, para el Ecuador, expresada en puntos básicos. Se utilizará el «Promedio Simple» del índice calculado por J. P. Morgan, denominado *Emerging Market Bond Index* (EMBI+ Ecuador). En el caso de que el EMBI deje de tener vigencia como indicador del riesgo país para los mercados emergentes, el CONELEC seleccionará una nueva fuente confiable.

β = Coeficiente beta del sector eléctrico. Pendiente de la línea de regresión, que se obtiene al efectuar una correlación entre el rendimiento de la industria eléctrica y el rendimiento promedio del total de las empresas en un determinado mercado. Es el «Promedio Simple» de las betas establecidas sobre una «Muestra Representativa» de 100 empresas eléctricas.

Las betas serán adquiridas de firmas consultoras especializadas, tales como Merrill Lynch, Ibbotson Associates o Value Line o calculadas por consultores igualmente calificados, seleccionados por el CONELEC.

R_M = Rendimiento «Promedio Simple» de las empresas, en el mercado de los EEUU. Es la prima de riesgo del mercado para las empresas norteamericanas. Este rendimiento será calculado mediante consultoría especializa-

da, seleccionada por el CONELEC, sobre la base de una «Muestra Representativa» de 500 empresas.

b = Proporción del endeudamiento de largo plazo para la industria eléctrica norteamericana. Es el factor de ponderación del uso de recursos ajenos de largo plazo empleados por una «Muestra Representativa» de 100 empresas eléctricas.

$$b = \frac{D}{D + K}$$

Dónde:

K = Patrimonio; y,

D = Pasivo de largo plazo de la empresa.

PR = Costo promedio básico del endeudamiento de largo plazo. Se utilizará como base de cálculo el «Promedio Simple» de la *Prime Rate* de los Estados Unidos.

T = Tasa neta de tributación en el Ecuador. Es el porcentaje del impuesto a la renta, más la participación laboral en los beneficios empresariales.

$$T(\%) := 100 \cdot ((1 - L) \cdot r + L)$$

Donde:

L = Es el porcentaje de participación laboral en los beneficios empresariales; y

r = Es la tarifa de impuesto a la renta para personas jurídicas.

f = Es la tasa de inflación en los EEUU, calculada mediante el «Promedio Simple» del factor implícito del PIB. En el caso de que no se disponga de este indicador, se utilizará el índice de precios al productor.

Muestras representativas.- Las muestras representativas a las que se hace referencia, tanto en lo que corresponde a las 100 empresas eléctricas

como a las 500 empresas de carácter general, serán tomadas del mercado de los Estados Unidos de Norteamérica, en forma aleatoria, por parte de una consultoría especializada, seleccionada por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC. Estas muestras se mantendrán constantes a lo largo del tiempo, pero en el evento de que alguna empresa desapareciera del mercado será reemplazada por otra.

Promedios Simples.- Los promedios simples de las variables " R_F ", " β " y " R_P ", se calcularán como la media aritmética de los datos de los últimos seis meses previos a la fecha de cálculo de la tasa de descuento.

Los coeficientes " β " se calcularán sobre una base de 60 observaciones mensuales.

Los promedio simple de las variable " R_M ", " a " y " b " se calcularán como la media aritmética de los datos de los últimos cinco años previos a la fecha de cálculo de la tasa de descuento.

Periodicidad de Cálculo.- El cálculo de la tasa de descuento se efectuará durante el primer trimestre del año en el cual se deben fijar las tarifas según lo dispone el Reglamento de Tarifas. [Resolución No. 0295/01]

Para la fijación del Valor Agregado de Distribución del 2000 se utilizó una tasa de descuento equivalente a 11.2%; sin embargo, para el estudio del 2001-2002, con el propósito de establecer el Valor Agregado de Distribución vigente para el periodo 2002 – 2003 se utiliza una tasa de descuento cuyo valor es de 7,5%. Se ha establecido este nuevo valor considerando que el mismo permite que la empresas distribuidoras puedan cubrir sus costos de capital, costos de operación y mantenimiento y al haber fracasado el proceso de venta de las mismas, el valor de la tasa de descuento no debe contener un margen que reconozca el riesgo de inversión, pues siguen perteneciendo al Estado.

3.1.2 TASA DE INFLACIÓN INTERNACIONAL.-

Definición.- Para el término inflación se han establecido varios conceptos, entre los más importantes están: [Referencia bibliográfica No. 10]

- ❖ “ *La inflación es el incremento general de los precios de los bienes y servicios en un determinado país* ”.
- ❖ “ *La inflación es un exceso de la demanda sobre la oferta evaluada en términos de costos, diferencia que se refleja en el alza de los precios*”.
- ❖ “ *La inflación es el aumento general de precios imputable no a fenómenos parciales o aislados del sistema económico, sino a una causa única, común a todas las variaciones de precios⁹*”.

La tasa de inflación internacional, que se utiliza para fines de cálculo del Valor Agregado de Distribución, VAD, está dada por los índices (CPI) de precios de mercado de los Estados Unidos, su período de cálculo está definido desde el mes de diciembre del año “n-1” hasta diciembre del año “n”. Sin embargo, para el cálculo del valor Agregado de Distribución se debe tomar en cuenta el año eléctrico, establecido desde noviembre del año “n-1” hasta octubre del año “n”. La metodología que se utiliza para la determinación del valor de la inflación internacional, suministrado como dato para las empresas de distribución, es el siguiente:

Para establecer la inflación en diciembre del 2000, se considera la relación de índices de precios de diciembre del 1999 y diciembre del 2000.

$$f_{2000} = \left[\left(\frac{\text{Índice}_{\text{Dic} - 2000}}{\text{Índice}_{\text{Dic} - 1999}} \right) - 1 \right] \cdot 100$$

1 Este concepto esta dado en el Diccionario de economía política, de Wolfgang Heller.

Esta relación se utiliza para cada uno de los meses posteriores, de forma que se obtiene los valores de inflación correspondientes a la tabla siguiente:

INFLACIÓN INTERNACIONAL

	Índice	Inflación Internacional (año calend)
oct-00	174,0	3,4%
nov-00	174,1	3,4%
dic-00	174,0	3,4%
ene-01	175,1	3,7%
feb-01	175,8	3,5%
mar-01	176,2	2,9%
abr-01	176,9	3,3%
may-01	177,7	3,6%
jun-01	178,0	3,2%
jul-01	177,5	2,7%
ago-01	177,5	2,7%
sep-01	178,3	2,6%
oct-01	177,7	2,1%
nov-01	177,4	1,9%
dic-01	176,7	1,6%
ene-02	177,1	1,1%
feb-02	177,8	1,1%
mar-02	178,1	1,1%
abr-02	178,5	0,9%
may-02	178,8	0,6%
jun-02	179,1	0,6%
jul-02	179,5	1,1%
ago-02	179,8	0,8%
sep-02	180,1	1,4%
oct-02	180,5	1,7%
nov-02	180,8	1,9%
dic-02	181,2	2,5%

Fuente: www.bls.gov/cpi/home.htm

TABLA 3.1.- Índices de precios(CPI) e inflación en los Estados Unidos.

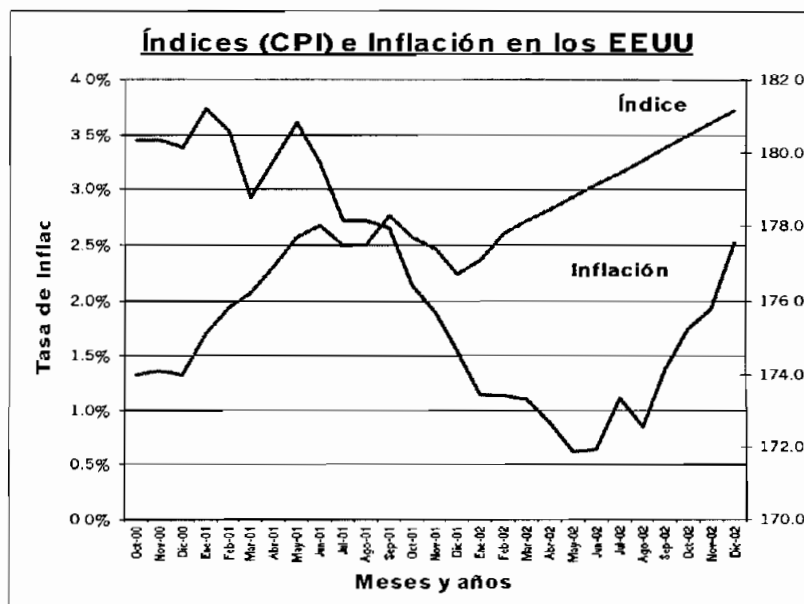


Figura 3.1.- Índices de precios e inflación en los Estados Unidos.

3.1.3 TASA DE INFLACIÓN NACIONAL.-

En lo que se refiere a la determinación de la tasa de inflación nacional se utiliza la misma metodología empleada para la tasa de inflación internacional, pero lógicamente empleando información correspondiente a los indicadores nacionales y utilizando las fuentes calificadas para tal propósito en nuestro país. En tal razón se tiene el siguiente cuadro de resultados:

INFLACIÓN NACIONAL

	Índice	Inflación Nacional (año calend)
oct-00	818,7	104,9%
nov-00	836,4	96,8%
dic-00	857,0	91,0%
ene-01	916,7	78,7%
feb-01	943,4	67,2%
mar-01	964,1	58,8%
abr-01	980,7	46,6%
may-01	982,3	39,6%
jun-01	987,0	33,2%
jul-01	989,4	30,4%
ago-01	993,7	29,2%
sep-01	1014,0	27,2%
oct-01	1025,9	25,3%
nov-01	1042,3	24,6%
dic-01	1049,3	22,4%
ene-02	1068,2	16,5%
feb-02	1079,9	14,5%
mar-02	1091,8	13,2%
abr-02	1097,5	11,9%
may-02	1103,1	12,3%
jun-02	1108,8	12,3%
jul-02	1114,6	12,7%
ago-02	1120,4	12,7%
sep-02	1126,2	11,1%
oct-02	1132,0	10,3%
nov-02	1137,8	9,2%
dic-02	1143,7	9,0%

Fuente: <http://www.bce.fin.ec>

TABLA 3.2.- Índices de precios e inflación nacional.

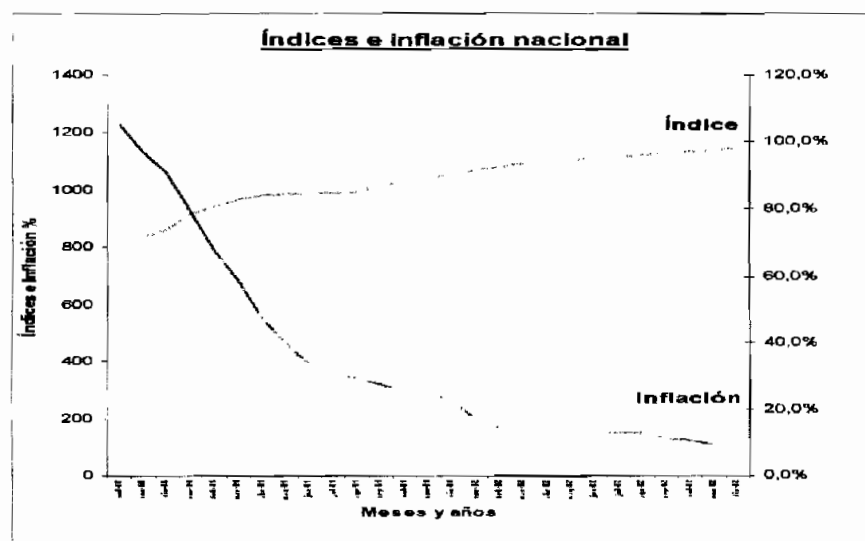


Figura 3.2.- Índices de precios e inflación nacional.

En igual forma se observa que los datos² referidos son de tipo histórico hasta el mes de marzo de 2002, mientras que, a partir de abril hasta diciembre de 2002, son de tipo estimado sustentado en criterios tales como, aquel emitido por el gobierno central de que sus expectativas para la inflación en el mes de diciembre del 2002 será de un dígito.

3.1.4 **CARGO FIJO POR COMERCIALIZACIÓN.-**

Para una empresa eléctrica de distribución, el cargo fijo de comercialización es un cobro a los clientes regulados independiente de la tarifa. El costo total de comercialización de la distribuidora se define en función de la anualidad redistribuida de los activos de las instalaciones de servicio al cliente (medidores y acometidas), los gastos de operación y mantenimiento que demandan las mismas, gastos propios de la comercialización y su número total de abonados.

La Comercialización en una empresa de distribución, en lo referente a sus gastos y dentro de su contabilidad, constituye una subcuenta que comprende el costo de la mano de obra, materiales y suministros empleados y gastos ocasionados por las actividades relativas a comercialización.

Mano de Obra.- Con esta especificación se tiene:

- Supervisión general de las actividades comerciales.
- Dirección y supervisión específica y directa de las labores de comercialización y de prestación de servicios a clientes.
- Trabajos relacionados con lectura de medidores, facturación, cobro, mantenimiento de registro de consumidores, procesamiento de la recaudación, manejo de archivos de depósitos, etc.

² Los valores fueron obtenidos de la dirección electrónica www.bce.fin.ec, que corresponde a la página web del Banco Central del Ecuador.

- Trabajos relacionados con solicitudes, contratos pedidos, investigaciones de créditos, quejas, reclamos, revisiones y otros.
- Actualización de cambios, desconexiones y reconexiones en los registros de los clientes.
- Procesamiento de lecturas y datos para fines de facturación y reportes de las mismas.
- Labores de registro contable de los consumidores.
- Inventarios de cartas de consumo, preparación de informes y reportes y mantenimiento de estadísticas y sus análisis.

Suministros y Gastos.- Con esta especificación se tiene:

- Suministros y enseres menores para las oficinas relacionadas con la comercialización, inclusive trabajos de impresión, útiles de aseo, limpieza y otros.
- Comisiones y honorarios del personal de cobro.
- Gastos de transporte, refrigerios, ropa de trabajo, etc., del personal de comercialización y servicios a clientes.
- Gastos de arrendamiento o alquiler de equipos.
- Honorarios y gastos de consultores y gastos para la contratación de personal para trabajos especiales y temporales.
- Gastos de arriendo de equipos y locales para las funciones comerciales.
- Gastos de calefacción, luz, fuerza, agua potable y teléfono de las dependencias destinadas a la comercialización.
- Gastos de pasajes, viáticos y subsistencias; gastos de representación de funcionarios y empleados.
- Gastos por becas y adiestramiento de personal comercial.
- Gastos de regalos, premios y otros.
- Gastos de comunicaciones y aportes.
- Gastos de publicidad, propaganda, publicaciones y avisos.

Para fines de cálculo del Valor Agregado de Distribución, VAD, se determina un cargo por comercialización consolidado en función de los datos proporcionados por todas las empresas de distribución realizando un promedio simple, es decir:

$$\text{Cargo Comercialización} = \frac{\sum_{i=1}^{18} \text{Costo comercialización de la empresa } i}{\left(\sum_{i=1}^{18} \text{Abonado de la empresa } i \right) \cdot 12} \left(\frac{\text{Dólares}}{\text{Abonado} - \text{mes}} \right)$$

Para el período 2002 – 2003 se estableció la siguiente tabla de Valores del Costo de Consumidor³:

EMPRESAS	COSTO COMERCIALIZACIÓN		
	Costo Total (US\$)	# Abonados	(US\$/Abonado-mes)
	Anual (*)		
AMBATO	2.573.176	140.700	1,5240
AZOGUES	702.647	23.767	2,4637
BOLÍVAR	683.995	37.427	1,5230
CENTRO SUR	4.328.723	220.386	1,6368
COTOPAXI	1.527.551	73.028	1,7431
EL ORO	3.354.474	137.534	2,0325
EMELEC	22.937.898	353.315	5,4102
EMELGUR	5.266.222	159.655	2,7488
ESMERALDAS	1.488.626	60.825	2,0395
LOS RÍOS	1.775.810	61.088	2,4225
MANABÍ	3.966.818	177.445	1,8629
MILAGRO	1.362.284	85.376	1,3297
NORTE	2.637.797	139.083	1,5805
QUITO	22.014.903	554.385	3,3092
RIOBAMBA	2.224.972	108.888	1,7028
SANTA ELENA	2.223.980	61.896	2,9942
SANTO DOMINGO	2.857.098	89.040	2,8740
SUR	3.254.135	105.154	2,5789
PROMEDIO	85.181.109	2.588.992	2,7418

TABLA 3.3.- Costo Unitario de Comercialización consolidado Nacional. Período 2002 - 2003

Como se puede observar en la Tabla 3.3, el costo unitario de comercialización nacional, para el período 2002 – 2003, es 2.7418 US\$/Abonado-mes. En este caso existe una modificación respecto al estudio realizado para el período anterior, pues se establecía como consolidado nacional a

³ Los valores presentados son obtenidos del documento “Análisis de Costos y Fijación de Tarifas para las Empresas Eléctricas sujetas a regulación de precios”. Octubre 2002

aquel valor de costo unitario de comercialización menor entre todas las empresas.

3.1.5 **VIDA ÚTIL DE LOS ACTIVOS EN SERVICIO.-**

La vida útil de un activo con fines del estudio y cálculo del Valor Agregado de Distribución, VAD, está determinada por el tiempo requerido para que financieramente se recupere la inversión hecha en la instalación y puesta en funcionamiento de la misma, de tal forma, que al finalizar la vida útil se pueda reponer el activo.

La asignación de la vida útil a los activos permite el cálculo de anualidades que determinan el costo de capital de las empresas del sector eléctrico y la capacidad de inversión de las mismas.

De acuerdo con la nueva metodología se ha optado por establecer una vida útil diferente para cada etapa funcional de la empresa de distribución, en lugar del criterio anterior de tomar 30 años como vida útil común para todo tipo de activo, resultando la siguiente tabla, que ha sido conocida y ratificada por el Directorio del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC⁴:

	ETAPA FUNCIONAL ACTIVO	VIDA ÚTIL (años)
1	Lineas de Subtransmisión:	30
2	S/E de Distribución	30
3	Alimentadores Primarios (MT):	25
4	Transformadores de Distribución:	25
5	Redes Secundarias (BT):	25
6	Alumbrado Público	20
7	Instalaciones de Servicio al Cliente:	15
8	Instalaciones Generales	10

TABLA 3.4.- Vida útil de activos en servicio por etapa funcional.

⁴ La tabla de vida útiles fue presentada en el documento "ANÁLISIS DE COSTOS Y FIJACIÓN DE TARIFAS PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS SUJETAS A REGULACIÓN DE PRECIOS", elaborado en Octubre de 2002 y aprobado en la Resolución 0284/02.

3.1.6 PRECIO REFERENCIAL DE GENERACIÓN (PRG).-

El marco legal y la metodología de cálculo, se estipula de la siguiente forma:

REGLAMENTO DE TARIFAS

SECCIÓN II

Metodología de Cálculo.

Art. 8.- Precio Referencial de Generación.- El precio referencial de generación será calculado por el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, y sometido a consideración y aprobación del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC considerando los siguientes componentes:

- a. **Componente de energía.**- Corresponde al promedio ponderado de los costos marginales de generación de corto plazo, para un período de simulación de cuatro años del despacho de carga de mínimo costo, proveniente de la planificación operativa del sistema de generación elaborado por el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, con el objeto de mitigar las variaciones que pueden experimentar los costos, tanto diaria como estacionalmente. Para efecto de este cálculo, el CONELEC preparará y entregará al CENACE las hipótesis referentes al equipamiento previsto que opere en ese período.

Se obtendrán seis valores promedio para periodos horario- estacionales. Se consideran dos estaciones al año: estación lluviosa y estación seca. Los valores correspondientes a la estación lluviosa se aplicarán a los consumos de los meses de abril a septiembre y los correspondientes a la estación seca se aplicarán a los consumos de octubre a marzo. En cada una de estas estaciones se consideran los siguientes períodos horarios:

1. **De punta.**- desde las 17h00 hasta las 22h00 de lunes a domingo;
2. **De demanda media.**- Desde las 07h00 hasta las 17h00 de lunes a viernes; y,
3. **De base.**- las restantes horas de la semana.

Para los días festivos nacionales se considerarán horas de punta y base similares a las del día domingo.

Este componente será calculado incluyendo el costo de las restricciones operativas apropiadas; o, aquellas aprobadas por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, respecto de la generación requerida para superar diferencias en los sistemas de transmisión y distribución.

- b. **Componente de capacidad.**- Corresponderá a la anualidad de las inversiones consideradas a la tasa de Descuento y para una vida útil aprobadas por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, para poner en funcionamiento un equipamiento marginal de mínimo costo, para cubrir la demanda máxima del sistema, a la que se agregarán los costos fijos de operación y mantenimiento correspondientes.

El Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, entregará al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, los resultados de estos cálculos, anualmente hasta el último día laborable del mes de mayo, junto con las observaciones que considerare pertinentes.

En el caso de sistemas eléctricos no incorporados, el precio referencial de generación será calculado por el concesionario y sometido a la aprobación del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC. [Referencia bibliográfica No. 8]

La metodología para determinar el Precio Referencial de Generación, PRG, en su componente de energía, está dada por el Centro Nacional de

Control de Energía, CENACE; en tanto que, de acuerdo con el Reglamento de Tarifas, el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, es el encargado de establecer las hipótesis⁵ sobre la expansión del parque generador, requerimientos de potencia y energía y la estimación de los precios de los combustibles, que servirán de base para el cálculo. Estas hipótesis involucran los siguientes aspectos:

- i. **PERÍODO DE CÁLCULO.-** El período de simulación del despacho de carga de mínimo costo se establece en cuatro años, en consecuencia el horizonte de estudio será desde octubre de 2002 a septiembre de 2006 , para el caso del Valor Agregado de Distribución 2002-2003.
- ii. **DEMANDA.-** Las demandas de energía y potencia previstas para el período de estudio son las siguientes:

BASE PARA EL CÁLCULO DEL PRG
Período: 2002 - 2006

Año	En bornes de generación Hidrología media		Bornes de S/E entrega S.N.I.	
	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)
2002	2,065	11,238	1,969	10,639
2003	2,131	11,655	2,033	11,040
2004	2,248	12,357	2,149	11,712
2005	2,354	13,011	2,252	12,337
2006	2,463	13,682	2,357	12,981

Fuente: PLAN DE ELECTRIFICACIÓN DEL ECUADOR 2002-2011
TABLA 3.5.- Hipótesis de requerimientos de potencia y energía. Oct. 2002 – Sept. 2006

- iii. **RECURSOS DE GENERACIÓN.-** Constituye la hipótesis sobre la expansión del parque de Generación, en este período los recursos que se consideran contemplan las centrales/unidades de generación existentes y los nuevos proyectos de generación que el CONELEC ha previsto se incorporarán y con las características que se detallan a continuación:

⁵ Las nuevas hipótesis planteadas por el Consejo Nacional de Electricidad están sustentadas en la información del Plan de Electrificación 2002 – 2011.

**HIPÓTESIS SOBRE EXPANSIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN
PERÍODO: 2002 - 2006**

PROYECTOS	Capacidad Efectiva MW	Operación Estimada 2002 - 2006	Operación Estimada 2001 - 2005
Bajo Alto 1	130	Oct-02	Mar-02
Colombia 230 kV	200	Ene-03	Dic-02
Loreto	1.8	Jun-03	May-03
Sibimbe	18	Ene-04	Nov-03
Termoriente	270	Ene-05	Ene-04
Bajo Alto 2	70	Jul-05	Oct-02
San Francisco	230	May-06	May-06
	919.8		

Fuente: PLAN DE ELECTRIFICACIÓN DEL ECUADOR 2002 - 2011
TABLA 3.6.- Hipótesis sobre la expansión del parque de generación. Oct. 2002 – Sept. 2006

- iv. **PRECIOS DE COMBUSTIBLES.-** La estimación de los precios de combustibles para el período de análisis, corresponden a los valores determinados por el CONELEC:

**PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES
RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN**

COMBUSTIBLE	UNIDAD	2002	2003	2004	2005	2006
WTI	US\$/barril	26.70	30.00	28.00	25.00	25.00
Diesel oil	US\$/barril	30.25	33.8	31.33	27.74	27.7
Fuel Oil	US\$/barril	21.91	24.74	23.49	21.48	21.77
Residuo	US\$/barril	16.43	18.55	17.62	16.11	16.33
Gas natural						
80% del Fuel oil	US\$/barril	17.53	19.79	18.80	17.19	17.42
Barril equivalente	US\$/barril	16.67	16.67	16.67	16.67	16.67
1 millón BTU	US\$	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
1 dm ³	US\$	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00

(*) Machala Power.

1 Millón de BTU	US\$	3.50
Barril equivalente	US\$	19.45
Costo variable	US\$/kWh	3.97

TABLA 3.7.- Hipótesis sobre la estimación de los precios de combustibles. Período Oct. 2002 – Sept. 2006

- v. **RESULTADOS.-** Los resultados del despacho de mínimo costo, para el período de estudio y el cálculo de la componente de energía del precio referencial de generación son los siguientes:

PRECIO REFERENCIAL DE GENERACIÓN ESTABILIZADO

PERIODO DE ANÁLISIS: OCTUBRE/2002 - SEPTIEMBRE/2006

[Valores expresados en ¢ US\$ / kWh]

COMPONENTE	ESTACIÓN SECA	ESTACIÓN LLUVIOSA
	Octubre - Marzo	Abril - Septiembre
1.- GENERACIÓN DE ENERGIA		
Punta	5,35329	4,67273
Media	5,09105	3,84280
Base	5,05706	3,34556
Medio Estacional	5,13369	3,79483
2.- GENERACIÓN FORZADA	0,00272	0,00721
(Por seguridad y calidad de servicio)		
3.- GENERACIÓN DE REACTIVOS	0,02110	0,02493
(Por seguridad y calidad de servicio)		
4.- CONTRATOS PPAs	0,00000	0,00000
5.- ARRANQUE DE UNIDADES VAPOR	0,00000	0,00057
PRECIO REFERENCIAL DE GENERACIÓN		
COMPONENTE - ENERGÍA (1+2+3+4+5)	5,15761	3,82764

PRECIO REFERENCIAL PONDERADO DE ENERGÍA	
	(¢ US\$/kWh)
1.- GENERACIÓN DE ENERGIA	4,47627
2.- GENERACIÓN FORZADA	0,00493
3.- GENERACIÓN DE REACTIVOS	0,02298
4.- CONTRATOS PPAs	0,00000
5.- ARRANQUE DE UNIDADES VAPOR	0,00028
TOTAL PRG - COMPONENTE ENERGÍA	4,50445

Fuente: CENACE

TABLA 3.8.- Componente de energía del Precio Referencial de Generación. Período Oct. 2002 – Sept. 2006.

3.1.7 PRECIO UNITARIO DE POTENCIA PARA REMUNERACIÓN.-

La componente de capacidad del precio referencial de generación está definida por el precio unitario de potencia para remuneración que, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Tarifas, debe ser determinado en base a un equipamiento marginal de mínimo costo, para cubrir la demanda máxima de l sistema. La metodología de cálculo se establece a continuación:

DETERMINACIÓN DEL PRECIO UNITARIO DE POTENCIA PARA REMUNERACIÓN	
EQUIPAMIENTO EQUIVALENTE: TURBINA DE GAS DE CICLO ABIERTO	
DATOS DEL EQUIPAMIENTO:	
CAPACIDAD INSTALADA (MW)	90
POTENCIA FIRME (MW)	81
INVERSIÓN TOTAL DE LA PLANTA (MILES US\$-INSTALADO)	36.000
VIDA ÚTIL (AÑOS)	15
TASA DE DESCUENTO ANUAL	11,2%
DESEMBOLSO ANUAL PROMEDIO REQUERIDO (MILES USD\$)	5.062
COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (MILES US\$)	720
COSTO TOTAL ANUAL (MILES US\$)	5.782
COSTO MEDIO ANUAL (US\$/kW)	71,38
CÁLCULO DEL DIVIDENDO MENSUAL	
VIDA ÚTIL (MESES)	180
TASA DE DESCUENTO MENSUAL	0,889%
DESEMBOLSO MENSUAL PROMEDIO REQUERIDO (MILES USD\$)	402
COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (MILES US\$)	60
COSTO TOTAL ANUAL (MILES US\$)	462
COSTO MEDIO MENSUAL (US\$/kW)	5,70
COSTO MEDIO MENSUAL REFERIDO A ENERGÍA (US\$/kWh)	0,01308

TABLA 3.9.- Precio Unitario de Potencia para Remuneración. Período Oct. 2002 – Sept. 2006

En primer lugar se establece la inversión total de la planta, para lo cual se valora la potencia instalada a un costo de 400 US\$/kW:

$$\text{PotenciaInstalada} = 90 \quad \text{MW}$$

$$\text{PotenciaFirme} = 0.9 \cdot \text{PotenciaInstalada}$$

$$\text{PotenciaFirme} = 81 \quad \text{MW}$$

$$\text{CostoInversion} = 400 \quad \text{US\$ / kW}$$

$$\text{InversionTotal} = \text{PotenciaInstalada} \cdot \text{CostoInversion}$$

$$\text{InversionTotal} = 36000 \quad \text{Miles US\$}$$

Luego, se establece el desembolso anual promedio requerido de la inversión, que está dado por la anualidad o costo del capital:

$$i = 11.2 \quad ; \text{Interés de capital propio}$$

$$n = 15 \quad ; \text{Período del proyecto}$$

$$\text{Anualidad} = \text{InversionTotal} \cdot \frac{\left[\left(1 + \frac{i}{100} \right)^n \cdot \frac{i}{100} \right]}{\left[\left(1 + \frac{i}{100} \right)^n - 1 \right]}$$

$$\text{Anualidad} = 5062 \quad \text{Miles US\$}$$

El costo total anual del proyecto se define en función de el costo de capital y los costos de operación y mantenimiento, que representan el 2% de la inversión total:

$$\begin{aligned} \text{COyM} &= \text{InversionTotal} \cdot \frac{2}{100} \\ \text{COyM} &= 720 \quad \text{Miles US\$} \\ \text{CostoTotalAnual} &:= \text{Anualidad} + \text{COyM} \\ \text{CostoTotalAnual} &= 5782 \quad \text{Miles US\$} \end{aligned}$$

El costo medio anual está dado por la relación entre el costo total anual y la potencia firme calculada, la misma que representa el 90% de la capacidad total:

$$\begin{aligned} \text{CostoMedioAnual} &= \frac{\text{CostoTotalAnual}}{\text{PotenciaFirme}} \\ \text{CostoMedioAnual} &= 71.38 \quad \text{US\$ / kW} \end{aligned}$$

En tanto que, para determinar el costo medio mensual, en primer lugar, se debe calcular el desembolso medio mensual requerido utilizando una tasa de interés de capital propio mensual y el período del proyecto dado en meses:

$$\begin{aligned} \text{imensual} &:= \left[\left(1 + \frac{i}{100} \right)^{\frac{1}{12}} - 1 \right] \cdot 100 \\ \text{imensual} &= 0.889 \quad \% \\ \text{DesembolsoMensual} &:= \text{InversionTotal} \cdot \frac{\left[\left(1 + \frac{\text{imensual}}{100} \right)^{(n \cdot 12)} \cdot \frac{\text{imensual}}{100} \right]}{\left[\left(1 + \frac{\text{imensual}}{100} \right)^{(n \cdot 12)} - 1 \right]} \\ \text{DesembolsoMensual} &= 402 \quad \text{Miles US\$} \end{aligned}$$

Luego, se establece el costo de operación y mantenimiento mensual, el mismo que añadido al desembolso mensual da como resultado el costo

total mensual. Finalmente, el costo medio mensual se lo obtiene de la relación del costo total mensual y la potencia firme:

$$COyMmensual := \frac{COyM}{12}$$

$$COyMmensual = 60 \quad \text{Miles US\$}$$

$$\text{CostoTotalMensual} = \text{DesembolsoMensual} + COyMmensual$$

$$\text{CostoTotalMensual} = 462 \quad \text{Miles US\$}$$

$$\text{CostoMedioMensual} := \frac{\text{CostoTotalMensual}}{\text{PotenciaFirme}}$$

$$\text{CostoMedioMensual} = 5.7 \quad \text{US\$ / kW-mes}$$

El costo medio mensual corresponde al precio unitario de potencia para remuneración que representa la componente de capacidad del precio referencial de generación. Para obtener el valor total del Precio referencial de generación, es decir, adicionar esta componente de capacidad a la componente de energía se requiere determinar el precio unitario de potencia para remuneración referido a energía, para lo cual se debe tomar en cuenta el factor de carga total del sistema, el mismo que está definido mediante la demanda de potencia y la energía requerida en bornes de subestaciones del período.

$$\text{EnergiaPeriodo} = 58709 \quad \text{GWh} \quad ; \text{En bornes de S/E}$$

$$\text{DemandaPeriodo} = 10760 \quad \text{MW}$$

$$\text{FactorCarga} = \frac{\text{EnergiaPeriodo} \cdot 1000 \cdot 100}{\text{DemandaPeriodo} \cdot 8760}$$

$$\text{FactorCarga} = 62.3 \quad \%$$

$$\text{CostoMedioMensualReferido} = \frac{\text{CostoMedioAnual}}{8760 \cdot \frac{\text{FactorCarga}}{100}}$$

$$\text{CostoMedioMensualReferido} = 0.01308 \quad \text{US\$ / kWh}$$

De esta forma, el Precio referencial de Generación, utilizado para el cálculo del Valor Agregado de Distribución 2002 – 2003 es el siguiente:

$PRGe = 0.0450445$ US\$ / kWh

$PRGp = 0.01308$ US\$ / kWh

$PRG = PRGe + PRGp$

$PRG = 0.05812$ US\$ / kWh

3.1.8 TARIFA DE TRANSMISIÓN.-

El costo medio asignado para la transmisión está enmarcado dentro del Reglamento de Tarifas, bajo los siguientes conceptos:

Art. 9.- Costo Medio del Sistema de Transmisión.- Corresponde al costo de capacidad que se determina como la suma de los costos de inversión, depreciación, administración, operación, mantenimiento y pérdidas.

Los costos de inversión provendrán del programa de expansión optimizada del sistema, para un período de diez años, cuyo estudio será preparado por el Transmisor, en coordinación con el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, y aprobado por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Mediante el flujo de caja descontado de los activos de la empresa de transmisión considerada la expansión optimizada; y, asociada a la demanda máxima correspondiente, se obtendrán los costos medios de inversión. El costo imputable a la tarifa será la anualidad de los costos medios de inversión para una vida útil de treinta años y la Tasa de Descuento aprobada por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Los costos de depreciación, administración, operación y mantenimiento serán calculados por el Transmisor y aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Los estudios con el cálculo de los costos medios de transmisión serán entregados por el Transmisor al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, para su aprobación, hasta el último día laborable del mes de mayo de cada año, para que éste pueda fijare las tarifas de transmisión. [Referencia bibliográfica No. 8]

Para el período 2002 - 2003 se considera la información suministrada por TRANSELECTRIC S.A. La metodología de cálculo se la presenta en el ANEXO 1, de la cual se extraen los resultados más importantes:

Año	2001	2002
Activo Bruto Total (US\$)	850,067	
Tarifa Media		
Tarifa media flujo de potencia (US\$/kW-año)		40.4
Tarifa media flujo energía (US¢/kWh)		0.7631
Tasa de descuento anual - mensual	7.5%	0.6045%
Tarifa media en potencia mensual (US\$/kW-mes)		3.27

Fuente: TRANSELECTRIC S.A.

TABLA 3.10.- Tarifa de Transmisión. Período Oct. 2002 – Sept. 2006

3.1.9 FACTORES DE NODO.-

De acuerdo con lo estipulado en la Regulación No. 007/02: PROCEDIMIENTOS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, en lo concerniente a la Fijación de los Precios del MEM y haciendo referencia a los factores de nodo, se establece:

El Factor de Nodo indica la interrelación de los Agentes del MEM a través de la red de transmisión y penaliza o *incentiva* el costo de importar o exportar energía de un generador o de una carga a/o desde la Barra de Mercado. Los Factores Nodales eléctricamente indican la variación de las pérdidas marginales del sistema de transmisión ante las variaciones en la inyección de generación o retiro de carga en cada punto de la red.

El Factor de Nodo de un nodo "i" - (F_{Ni}), respecto a un nodo que se toma como referencia (Barra de Mercado) cuyo F_{Ni} por definición es igual a 1.0, es la variación de las pérdidas que se presentan debido al transporte de la energía que se presenta entre el nodo "i" y el nodo de referencia.

MECANISMO DE CÁLCULO:

El Factor de Nodo (F_{Ni}) se determina por medio de la siguiente relación:

$$F_{Ni} = 1 + \left(\frac{\partial PL}{\partial P_i} \right)$$

donde:

$\partial PL / \partial P_i$ = la derivada de las pérdidas de transmisión respecto a la variación de inyección o retiro de potencia en el nodo "i".

Los Factores Nodales de un Sistema de Potencia se obtienen al modelar la red de transporte y calcular el flujo de potencia, que en condiciones normales de operación, la generación total debe cubrir la carga más las pérdidas del sistema. Por lo tanto la variación de la potencia inyectada que se presenta en cada nodo no puede variar arbitrariamente sino mantener balanceado el sistema por lo que se hace necesario considerar una barra oscilante (referencia), la cual absorbe los cambios de potencia que se presenten; así al simular la variación de la potencia inyectada o retirada del nodo "i" se determina la variación de las pérdidas de transmisión. La barra oscilante es a la vez la Barra de Mercado, ya que las pérdidas de transmisión al ser calculadas con esa referencia coinciden con las pérdidas que absorbe el generador de la barra oscilante.

Así, se tiene que las pérdidas marginales de transmisión en nodos exportadores (generadores) serán generalmente negativas y en los nodos importadores (distribuidor o gran consumidor) serán generalmente positivas; por lo que los F_{Ni} serán menores a 1 o mayores a 1 respectivamente.

Los factores de nodo son establecidos por el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, para cada uno de las empresas eléctricas de distribución:

FACTORES DE NODO ESTACIONALES DE DEMANDA

EMPRESA ELÉCTRICA	PROMEDIO
<i>Ambato</i>	0,98778
<i>Azogues</i>	1,00140
<i>Bolívar</i>	1,00982
<i>Centro Sur</i>	1,00140
<i>Cotopaxi</i>	1,00360
<i>El Oro</i>	1,04459
<i>EMELEC</i>	1,00049
<i>EMELGUR</i>	1,00148
<i>Esmeraldas</i>	0,94351
<i>Los Ríos</i>	1,02157
<i>Manabí</i>	1,08024
<i>Milagro</i>	0,99244
<i>Norte</i>	1,05250
<i>Quito</i>	1,02577
<i>Riobamba</i>	0,99134
<i>Santa Elena</i>	1,03064
<i>Santo Domingo</i>	1,01698
<i>Sur</i>	1,04708

El factor de nodo para E.E. Azogues es igual al de la E.E. Centro Su

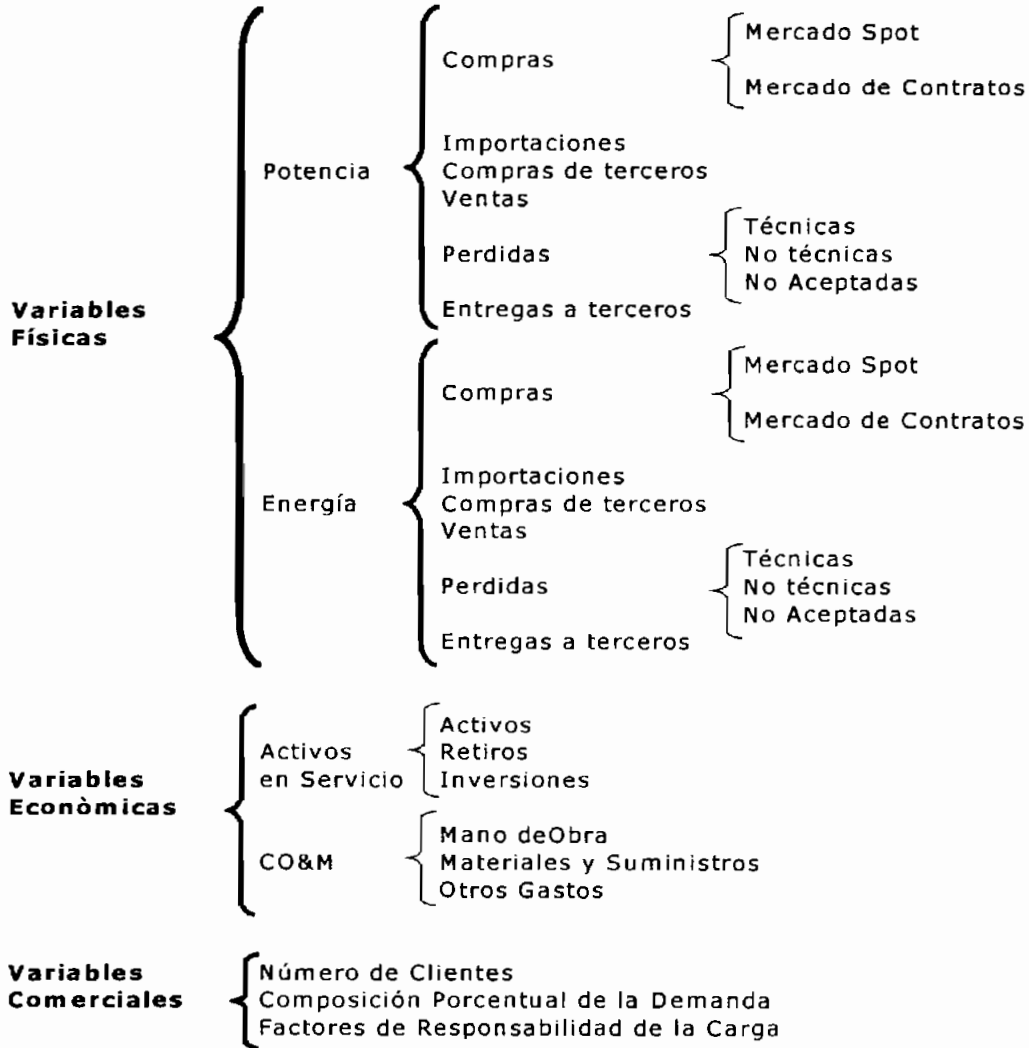
Fuente: CENACE-DIRECCIÓN DE PLANEAMIENTO

TABLA 3.11.- Factores de Nodo para las Empresas Eléctricas de Distribución.

3.2 VARIABLES PROPIAS DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA.-

Como su nombre lo indica y a diferencia de las variables de entorno, este tipo de variables están bajo la influencia de la gestión operativa de la empresa distribuidora. La clasificación de este tipo de variables es la siguiente:

VARIABLES PROPIAS DE LA EMPRESA



3.2.1 VARIABLES FÍSICAS.-

Por principio, el Valor Agregado de Distribución, VAD, es calculado y fijado para el siguiente período, por tal razón los datos que se asignan para el estudio son fruto de proyecciones y estimaciones sustentadas en estudios hechos por las empresas distribuidoras y, por supuesto, la experiencia y características propias de cada empresa.

En virtud del criterio anterior, las variables físicas identifican, en forma clara y específica, las demandas de potencia y energía que la empresa maneja o tiene proyectado manejar de acuerdo con su programa de expansión del servicio a sus clientes. Además, este tipo de variables están directamente relacionadas con aspectos técnicos propios de la empresa y que determinan que una empresa sea más o menos eficiente, en lo que se refiere a la su labor como ente distribuidor.

La información de las variables físicas, sea de potencia o de energía debe establecer siempre un balance exacto entre las fuentes y los usos:

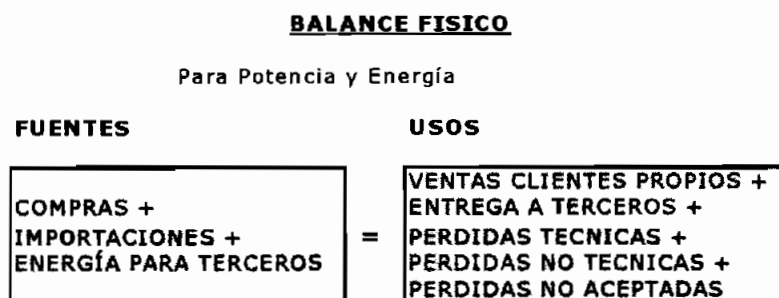


Figura 3.3.- Balance Físico.

Como el objetivo del nuevo sistema normalizado es establecer criterios comunes para todas las empresas de distribución, para la asignación de los valores de compra, sea de potencia o energía, se considera como punto de medición o de registro la barra o barras de recepción del distribuidor (nodos de intercambio con el Sistema Nacional Interconectado).

3.2.1.1 COMPRAS PROPIAS DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA.-

Este rubro corresponde a aquellas compras de potencia o energía realizadas a través del mercado Spot y aquellas que son entre empresas, entendiéndose por el término empresas a un generador o a otro distribuidor u otro agente del Mercado Eléctrico Mayorista, MEM, y que están destinadas específicamente para el abastecimiento de los clientes regu-

lados que posee la empresa de distribución dentro de su área de concesión..

En el caso de que una empresa de distribución posea instalaciones de generación, se debe considerar como una empresa escindida y asumir que esa potencia o energía autogenerada es comprada en el Mercado Eléctrico Mayorista, MEM. No se debe, de ninguna forma confundir el término de autogeneración con aquella energía que se destina a los consumos propios de las centrales de generación.

3.2.1.2 IMPORTACIONES.-

El término de importaciones agrupa a aquellas compras de energía o potencia hechas a través de las interconexiones internacionales, para satisfacer la demanda de los clientes propios de la empresa. Por ejemplo la Empresa Eléctrica Quito, que compra potencia a través de la interconexión con Colombia, pero de la cual el 30% entrega a la Empresa Eléctrica Norte como parte de pago por el uso de las instalaciones de dicha empresa. En este caso puntual se considera, que el porcentaje perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito es una importación directa, en tanto que, el porcentaje correspondiente a la Empresa Eléctrica Norte corresponde a un contrato entre empresas.

3.2.1.3 COMPRAS DE TERCEROS (GRANDES CONSUMIDORES).-

En este rubro de la cartilla se asigna los datos de potencia y energía recibida para terceros y entregada a los mismos, por lo tanto, estos valores no representan ventas para la empresa distribuidora, sino que, solamente, estas cantidades de energía o de potencia son objeto de un servicio de transporte, por el cual la empresa distribuidora que suministra este servicio

cobra un peaje. Es importante aclarar que el valor de peaje es aplicable solo a la cantidad de potencia contratada y transportada.

Los peajes están definidos para cinco puntos de entrega en la red de la empresa de distribución, aún cuando, la totalidad de las empresas solo registran entregas a grandes consumidores hasta el punto de alimentadores primarios. Los puntos de entrega, para los cuales se definen valores de peaje son los siguientes:

- i. Líneas de Subtransmisión,
- ii. Subestaciones de Distribución,
- iii. Redes de distribución primaria,
- iv. Salida de transformadores de distribución; y,
- v. Redes de distribución secundaria.

Los valores que se establecen como peajes guardan relación con el punto en el que se hace la entrega de la potencia y energía. Así por ejemplo, un gran consumidor, previamente calificado, en media tensión tiene la opción de recibir sus compras a la salida de la subestación de distribución o haciendo uso de las redes de alimentadores primarios, estableciéndose dos valores de peaje diferentes según el punto que escoja como entrega. Sin embargo, tiene como alternativa, construir su propio alimentador para su uso exclusivo, de tal forma que el peaje que deberá pagar este cliente no regulado a la empresa de distribución será el acumulado hasta el nivel de subestaciones de distribución.

Por el concepto de transporte, se entiende que la misma cantidad de potencia y energía que recibe la empresa distribuidora para el agente tercero será la que reciba dicho agente en el punto de entrega acordado, es decir, que no se considera las pérdidas físicas ocasionadas por el

transporte y uso de instalaciones, pues dentro del valor calculado de peaje se interioriza las dichas pérdidas.

3.2.1.4 VENTAS A CLIENTES REGULADOS DE LA DISTRIBUIDORA.-

En este concepto se asigna los datos correspondientes a las ventas proyectadas de energía o potencia a los clientes regulados de la empresa dentro de su área de concesión y en función del plan de expansión del servicio.

Las ventas a clientes regulados contemplan la siguiente clasificación:

- I. Ventas en alta tensión,
- II. Ventas en media tensión,
- III. Ventas en alumbrado público; y,
- IV. Ventas en baja tensión.

Las ventas totales propias de energía serán equivalentes a la suma de estos cuatro rubros. Sin embargo en el caso de las ventas totales de potencia se escogerá el valor máximo registrado o proyectado en el período que corresponda.

3.2.1.5 PÉRDIDAS.-

De acuerdo con el Reglamento de Tarifas, los valores de pérdidas, tanto en energía como en potencia, son aquellos excedentes que la empresa eléctrica de distribución debe adquirir para poder cubrir la demanda de sus clientes.

En el proceso de distribución, se tienen pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. El origen o causa de estos tipos de pérdidas son diferentes. Es

así que las pérdidas técnicas se establecen a través de simulaciones o corridas de flujos, utilizando modelaciones de los sistemas de distribución, es decir, son intrínsecas o propias de la topología de la red y del comportamiento de la demanda.

En el proceso de determinación de las pérdidas técnicas de las empresas de distribución, se realizan varias consideraciones tales como:

- La energía total disponible de cada sistema de distribución corresponde a la energía suministrada en las subestaciones o nodos de intercambio con el Sistema Nacional Interconectado, SNI.
- Los porcentajes de pérdidas calculados se relacionan con respecto de la energía total disponible del sistema.
- La actualización más reciente de los datos y parámetros de la topología de la red.
- Se asignan valores de pérdidas técnicas, tanto de energía como de potencia para las siguientes etapas funcionales:
 - I. Líneas de subtransmisión,
 - II. Transformadores de subtransmisión (Subestaciones),
 - III. Alimentadores primarios,
 - IV. Transformadores de distribución,
 - V. Redes secundarias; y
 - VI. Acometidas y medidores.

Por otro lado, las pérdidas no técnicas están relacionados directamente con factores externos al proceso propio de distribución, tales como:

- ✓ Robos y fraudes.

- ✓ Error de facturaciones.
- ✓ Errores en la toma de lecturas de medidores.
- ✓ Intervención de los usuarios en los equipos de medición.
- ✓ Deterioro normal de la precisión del contador por el tiempo de instalación.
- ✓ Falta de lectura periódica, errores en el procesamiento de los valores registrados en los contadores de energía o el uso de promedios de consumos históricos, no actualizados en la facturación de los clientes.

Para el cálculo del Valor Agregado de Distribución 2002 – 2003, cada empresa distribuidora presentó sus estudios pertinentes de pérdidas y propios valores, tanto técnicas como no técnicas. La Dirección de Tarifas del Consejo Nacional de Electricidad, de acuerdo con el Reglamento de Tarifas, para la validación de estos estudios consideró que en el caso de las pérdidas técnicas se aceptara los valores presentados; mientras que, en el caso de las pérdidas no técnicas se aceptarían los porcentajes establecidos para el año 2000 de acuerdo con el Anexo A de la Regulación 003-99 del programa de reducción de pérdidas no técnicas.

3.2.2 VARIABLES ECONÓMICAS.-

Las variables económicas que se consideran en el cálculo del Valor Agregado de Distribución, VAD, se agrupan en dos grandes rubros:

1. Activos en operación.
2. Costos de operación de mantenimiento.

3.2.2.1 ACTIVOS EN OPERACIÓN.-

Los activos en servicio de una empresa distribuidora se determinan sobre la base de la valoración económica que se da a aquellos elementos y

componentes que se utilizan en el proceso de distribuir y comercializar energía eléctrica y potencia hasta el consumidor final en las condiciones de calidad y confiabilidad establecidas por las regulaciones emitidas por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Dentro del proceso completo de distribución se requiere de varias etapas funcionales en las que se desarrollan actividades específicas, tales como: medios de subtransmisión, transformaciones de voltaje, controles de calidad y confiabilidad, mediciones, facturación de consumos y atención a clientes regulados y grandes clientes. Por esta razón los activos de una empresa de distribución, de acuerdo con la metodología para el cálculo del Valor Agregado de Distribución, VAD, están dados para las siguientes etapas funcionales:

- Líneas de subtransmisión.
- Subestaciones de subtransmisión.
- Alimentadores primarios.
- Transformadores de distribución.
- Redes secundarias.
- Acometidas y Medidores.
- Instalaciones Generales.

Sin embargo, la valoración de los activos dentro de las etapas funcionales, descritas anteriormente, requiere de los siguientes criterios:

- ✓ Los activos a ser registrados deben ser exclusivamente aquellos que se encuentren efectivamente en servicio, es decir, no se toman en cuenta aquellos activos que formen parte de stock en bodegas.
- ✓ Es muy importante tener en cuenta que el régimen contable de registro de los activos difiere del régimen de valoración al que están sujetos los

activos para fines del cálculo de las anualidades que forman parte del Valor Agregado de Distribución, VAD.

Sin embargo, en el proceso de recopilación de datos para el cálculo del Valor Agregado de Distribución 2002 – 2003, se observó que las empresas eléctricas de distribución en el Ecuador no poseen un registro confiable y preciso del tiempo de servicio de sus activos.

- ✓ Los activos que se registran en cada una de las etapas funcionales deben ser valorados a su costo de reposición a nuevo, este criterio contempla tanto a las bajas o retiros como a las inversiones.
- ✓ En el proceso de determinación de los activos no se debe tomar en cuenta el costo de financiamiento de los mismos, por ejemplo, los pagos por intereses, comisiones y otros costos financieros, pagados durante el período de construcción, como los que se deban pagar una vez que el activo ha entrado en servicio, pues constituyen “costos no operacionales”.
- ✓ Finalmente, dentro de la valoración de activos no se debe tomar en cuenta los valores referentes a los terrenos pero si las edificaciones. Cabe anotar que, este criterio es sustentado por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC; sin embargo, por parte de las empresas distribuidoras existe el argumento que si se debe tomar en cuenta, pues el negocio de la electricidad no esta en el aire.

3.2.2.2 MÉTODOS DE VALORACIÓN DE ACTIVOS.-

Dentro del proceso de recopilación y procesamiento de la información para el cálculo del Valor Agregado de Distribución, VAD, que las em-

presas eléctricas de distribución deben realizar, un aspecto muy importante y determinante constituye la valoración de sus activos.

Estrictamente el Reglamento de Tarifas establece que, para la valoración de los activos de las distribuidoras se debe considerar las Unidades de Propiedad Estándar. Sin embargo, para el presente estudio no ha sido factible aun implementar este criterio, por lo que para la valoración de los activos se ha utilizado el método de revalorización de activos mediante índices, aclarando que el mismo se constituye en un proceso transitorio.

i. **Método de revalorización por índices de inflación.**

El objetivo de este método es valorar los activos de la empresa de distribución a precios de reposición a nuevo en el período de estudio, para lo cual, inicialmente, se definen los periodos de tiempo a tomar como referencia; por ejemplo, para el cálculo del Valor Agregado de Distribución 2002 – 2003, se debe obtener los activos revalorizados del período 2001 – 2002.

Una vez establecido el período de referencia, se realiza una clasificación de los activos del año anterior y en cada una de las etapas funcionales, de tal forma que se tiene:

1. Activos o proporción de activos sujetos a revalorización por inflación internacional; y,
2. Activos o proporción de activos sujetos a revalorización por inflación nacional.

Esa clasificación se la debe realizar también en el caso de las bajas y de la inversiones. Es importante establecer que, la parte de los activos en servicio que está sujeta a revalorización por inflación intemacional, corres-

ponde al valor FOB, los fletes, los seguros, los servicios de supervisión de montaje contratados con compañías extranjeras relativos a la maquinaria, los equipos y otros insumos importados que forman parte esencial del bien en sí. El resto, es decir, los costos de internación, el transporte de los equipos y maquinaria dentro del territorio nacional, los costos de montaje y otros costos similares, corresponden a la parte sujeta a revalorización por inflación nacional.

Luego de haber hecha la clasificación de los activos, bajas e inversiones, se debe proceder a restar las bajas de los activos en forma correspondiente, es decir, la proporción de bajas sujetas a inflación internacional se la substraer de la proporción de activos sujeta al mismo índice de inflación, en igual forma se procede con la parte sujeta a inflación nacional.

Una vez hecha esta operación utiliza los índices de inflación nacional e internacional para revalorizar cada una de las proporciones de activos remanentes. Finalmente, se adiciona a cada proporción de activos revalorizados su proporción de inversiones a costo real, es decir, que las inversiones no son sujetas de revalorización.

La evolución en el tiempo de los activos considerando este método de revalorización, está dado resumido por las siguientes relaciones:

$$A_{t+1} = \left[(A_t - R_{t-1}) \cdot (1 + f_{t+1}) \right] + I_{t+1}$$

Donde:

A_{t+1} = Activo Total en el año eléctrico t+1

A_t = Activo Total en el año eléctrico t

R_{t-1} = Total de retiros o bajas en el año eléctrico t+1

I_{t+1} = Inversión Total en el año eléctrico t+1

f_{t-1} = Inflación promedio en el año eléctrico t+1

Si se considera la clasificación de activos, bajas e inversiones se tiene:

$$A_{1t+1} := \left[(A_{1t} - R_{1t+1}) \cdot (1 + f_{1t+1}) \right] + I_{1t+1}$$

$$A_{2t+1} := \left[(A_{2t} - R_{2t+1}) \cdot (1 + f_{2t+1}) \right] + I_{2t+1}$$

Donde:

A_{1t+1} = Activo sujeto a inflación internacional en el año eléctrico t+1

A_{1t} = Activo sujeto a inflación internacional en el año eléctrico t

A_{2t+1} = Activo sujeto a inflación nacional en el año eléctrico t+1

A_{2t} = Activo sujeto a inflación nacional en el año eléctrico t

R_{1t+1} = Bajas sujetas a inflación internacional en el año eléctrico t+1

R_{2t+1} = Bajas sujetas a inflación nacional en el año eléctrico t+1

I_{1t+1} = Inversión sujeta a inflación internacional en el año eléctrico t+1

I_{2t+1} = Inversión sujeta a inflación nacional en el año eléctrico t+1

f_{1t+1} = Inflación internacional en el año eléctrico t+1

f_{2t+1} = Inflación nacional en el año eléctrico t+1

Cabe anotar que el proceso descrito anteriormente se lo debe realizar con los activos de cada una de las etapas funcionales de la empresa.

Sin embargo, para la revalorización de los activos del período 2001 – 2002, base del cálculo del Valor Agregado de Distribución 2002 – 2003, su utilizó la metodología anteriormente descrita pero en forma anual, como una aproximación al año eléctrico, es decir, se consideró los activos de la empresa establecidos en balance a diciembre 2001, los retiros o bajas a realizarse en el año 2002 y las inversiones planificadas para el año 2002, dadas en el presupuesto.

La asignación del valor de las inversiones para el año 2002 está sujeta a los siguientes criterios:

- Las inversiones no serán revalorizadas durante el año en el que son incorporadas al servicio. Las que entran en servicio en el ejercicio contable, se adicionan por lo tanto, sin revalorización alguna a los activos en servicio revalorizados, independientemente del mes en el que hubieren sido incorporados.
- Las inversiones que se consideran son aquellas que se iniciarán, terminarán y efectivamente entrarán en funcionamiento en el año 2002, de acuerdo con el calendario de obras para cada empresa.
- Se consideran aquellas inversiones que fueron iniciadas en el año 2001 y que se terminarán en el año 2002, por lo tanto, no se consideran aquellas inversiones que se iniciarán en el año 2002 y se concluirán a partir del año 2003.
- Además, se tomarán en cuenta, aquellas obras financiadas por el Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, FERUM, que se hayan liquidado efectivamente con el Consejo Nacional de Electricidad.

A continuación se presenta un gráfico que establece el tratamiento de las inversiones:

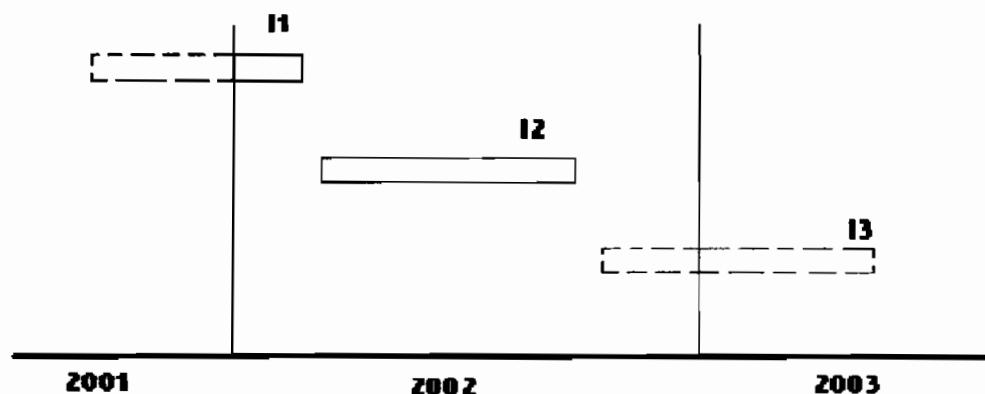


Figura 3.4.- Criterio para la asignación de Inversiones a considerar en el cálculo del Valor Agregado de Distribución.

Mediante la aplicación de este proceso de revalorización se obtiene los activos revalorizados a diciembre de 2002, por lo que para la estimación de activos revalorizados en el período 2001 – 2002 se consideró los dos doceavos (2/12), del activo 2001; a los que se añadió los diez doceavos (10/12) del activo revalorizado 2002.

ii. **Método de Valoración por unidades de propiedad estándar, (UPE).**-

Este método de valoración de activos se constituye en el método objetivo a alcanzar por parte de las empresas eléctricas de distribución y el ente regulador, debido a que para el método anterior se está obligando al segundo a intervenir directamente en las actividades económicas de la empresa. Sin embargo, para su correcta aplicación se requiere que se hayan identificado y clasificado los componentes de cada unidad de propiedad estándar acorde a las condiciones y regulaciones establecidas. Además se requerirá de que las empresas distribuidoras dispongan de los registros físicos de las bajas y de las nuevas incorporaciones que se hubieren efectuado a las mencionadas unidades a lo largo del tiempo.

De acuerdo con el Reglamento de Tarifas, las unidades de propiedad estándar¹ se definen como ***el conjunto de equipos y materiales de una parte de la instalación del Distribuidor, que han sido instalados obedeciendo normas de diseño y construcción, y constituye un elemento representativo de una empresa tipo, para la prestación de una función específica en el sistema, por ejemplo: kilómetro de red de media tensión, centro de transformación de distribución, etc.***

En el método de valoración por unidades de propiedad estándar se obtiene el valor de reposición a nuevo considerando a la unidad de propiedad a los precios de mercado normalizados, de los distintos compo-

¹ Reglamento de Tarifas, CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES, Art. 3.- Definiciones.

nentes, de tal forma que las empresas distribuidoras no tendrán que presentar balances ni proformas presupuestarias, sino que, únicamente, tendrán que definir la cantidad y tipo de unidades de propiedad estándar que posean. Esto determina que una empresa será ineficiente a medida que haya invertido una mayor cantidad de dinero en la adquisición de elementos de la unidad respecto de las demás empresas.

Este proceso de valoración requiere que cada año, a partir de que se adopte esta metodología, se efectúe el estudio de los precios de mercado de los distintos componentes y determine el nuevo valor de la unidad de propiedad estándar.

En el Ecuador, aún no se ha implementado este método, sin embargo, se están haciendo los trámites necesarios, por parte del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, para llevarlo a cabo.

iii. **Método de Valoración por inspecciones técnicas periódicas.-**

Básicamente, este método de revalorización requiere de la contratación de una consultora especializada, la misma que debe realizar actividades específicas para establecer:

- ✓ La existencia física de los activos.
- ✓ El estado de conservación de los diferentes componentes del activo.
- ✓ El tiempo remanente de vida útil del activo y de sus componentes.
- ✓ El valor de reposición a nuevo de los activos, sobre la base de los precios FOB de los bienes importados, los precios de los bienes de suministro local, los costos de montaje y otros costos relevantes.

Una vez concluida la valoración, se deben realizar las actualizaciones o ajustes a los registros contables. El mayor inconveniente de este

método de revalorización de activos es que la aplicación del mismo en forma periódica resultaría muy costoso para las empresas distribuidoras.

3.2.2.3 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.-

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, VAD, los costos de operación y mantenimiento de las empresas distribuidoras se los asigna para las siguientes etapas funcionales:

- Líneas de subtransmisión.
- Subestaciones de subtransmisión.
- Alimentadores primarios.
- Transformadores de distribución.
- Redes secundarias.
- Acometidas y Medidores.
- Instalaciones Generales.
- Comercialización.

En cada una de estas etapas funcionales, los costos de operación y mantenimiento se los desglosa en los siguientes rubros:

- Mano de obra,
- Materiales y suministros; y,
- Otros gastos.

Este desglose facilita determinar técnicamente las eventuales variaciones en los distintos componentes del costo, debido a que no todos los componentes del costo varían según un patrón estándar. Así por ejemplo, para medir la variación en los costos de materiales y suministros se puede considerar la inflación nacional e internacional; en tanto que para el caso de la mano de obra, sus variaciones se pueden deber a las tasas de

variación de salario mínimo vital o los valores constantes en los contratos colectivos ya negociados.

Los costos de operación y mantenimiento asignados en cada una de las etapas funcionales de la empresa corresponden a datos históricos, sustentados en estados financieros, y/o estimados en documentos y estudios preparados por la empresa. Además, es importante acotar que estos valores son anuales y que luego son ajustados a período eléctrico.

3.2.3 DATOS COMERCIALES.-

La información que las empresas distribuidoras asignan en este grupo de datos corresponden, específicamente, a los siguientes conceptos:

1. Número de abonados; y,
2. Composición porcentual de las demandas de energía y potencia.

En lo referente al número de abonados está dado por la proyección del área servida o cubierta, de las inversiones a realizarse, el incremento de la demanda y la oferta de energía, el crecimiento de la población, el incremento de la densidad poblacional en las áreas de concesión de cada una las empresas. Los valores asignados en este concepto de deben desglosar de acuerdo a los siguientes niveles de voltaje:

- Clientes en alta tensión.
- Clientes en media tensión.
- Clientes en baja tensión.

La importancia de la información suministrada radica en que a partir de ésta se determinan los costos de comercialización por abonado que constituyen un cargo adicional a las tarifas.

Por otro lado, la composición porcentual de las demandas de energía y potencia están estrechamente relacionada con las ventas de energía y potencia en los niveles de voltaje de media y baja tensión.

La información asignada, sea en potencia o energía, no debe estar dada en unidades de kW o kWh, sino que, debe ser especificada en valores de porcentaje, es decir que en cada nivel de voltaje se toman el total de ventas como el 100% y a partir de este valor se establece la composición porcentual de acuerdo con los siguientes sectores de clientes:

- **Media Tensión:**
 - a. Con demanda Máxima.
 - b. Con demanda horaria.
 - c. Asistencia social y beneficio público.

- **Baja Tensión:**
 - a. Residencial.
 - b. Residencial temporal.
 - c. General sin demanda.
 - d. General con demanda.
 - e. Asistencia social y beneficio público.

CAPÍTULO 4:

4. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN – VAD.-

4.1 INTRODUCCIÓN.-

De acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Tarifas, en el Ecuador, las Empresas Eléctricas de Distribución tienen la obligación de presentar su información y su estudio del Valor Agregado de Distribución, VAD, hasta el último día laborable del mes de mayo de cada año, a partir del cumplimiento de este plazo, la Dirección de Tarifas del Consejo Nacional de Electricidad, inicia el procesamiento, validación y obtención de resultados a nivel nacional y para cada una de las empresas.

Estos resultados son presentados al Directorio del Consejo Nacional de Electricidad para su evaluación y aprobación, los mismos que serán publicados y entrarán en vigencia a partir de noviembre del año en que se realicen los estudios.

Durante este período de análisis y validación de la información suministrada por las empresa distribuidoras se detectan errores e inconsistencias en la misma, por lo que se realizan observaciones a las empresas para que efectúen las oportunas correcciones a fin de que los resultados que se obtengan sean los correctos para cada una.

4.2 VALIDACIÓN DE LOS ACTIVOS EN SERVICIO.-

Debido a que el estudio y cálculo del Valor Agregado de Distribución, VAD, en la metodología actual, está sustentado en la información económica de las empresas, resulta evidente que se debe realizar una validación y consolidación de la misma en base del chequeo de la veracidad y coherencia que

tengan los valores asignados como activos para cada una de las etapas funcionales de la empresa.

Por tal razón, junto con la presentación de la cartilla de recopilación de información, las empresas distribuidoras entregan los correspondientes documentos que sirven de respaldo para la información económica, tales como balances, proformas presupuestarias y estados de pérdidas y ganancias.

En lo que se refiere a la validación de los activos revalorizados de la empresa para el período 2001 - 2002, se toma como valores de partida aquellos que se encuentran en el balance 2001, dicho documento debe ser conocido y aprobado por los accionistas de cada empresa. Además, las inversiones para el año 2002 sustentadas en presupuestos aprobados. Luego, se unifica y considera como método de revalorización de activos a aquel que utiliza "Índices inflacionarios", para lo cual se establece:

1. La proporción de activos que están sujetos a la inflación internacional para cada etapa funcional de la empresa. Por defecto, queda definida la proporción de activos sujeta a la inflación nacional. Para el estudio actual, el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, estableció, en base de estudios anteriores, la siguiente tabla, la misma que fue utilizada en el método de revalorización:

ETAPA FUNCIONAL	ACTIVOS SUJETOS A INFLACIÓN		TOTAL
	INTERNACIONAL	NACIONAL	
1 Líneas de subtransmisión	55%	45%	100%
2 Subestaciones de distribución	80%	20%	100%
3 Alimentadores primarios	40%	60%	100%
4 Transformadores de distribución	80%	20%	100%
5 Redes secundarias	30%	70%	100%
6 Alumbrado público	80%	20%	100%
7 Instalaciones de servicio al cliente	70%	30%	100%
8 Instalaciones generales	0%	100%	100%

TABLA 4.1.- Composición porcentual de Activos en servicio considerada en el método de revalorización.

2. Las tasas de inflación internacional y nacional, en función de los índices de precios históricos y proyectados. Para el cálculo del Valor Agregado

de Distribución 2002 - 2003 se utilizó un índice del 10% para la inflación nacional y 2.5% para la inflación internacional.

3. El valor de los retiros en cada una de las etapas funcionales. Como se mencionó en el numeral 3.2.2.1 del capítulo 3, las empresas distribuidoras carecen de un control efectivo de la vida útil de sus activos, por lo que en los estudios presentados se subestiman o, simplemente, no se reportan los valores de retiros o bajas. Por tal razón, para el cálculo del Valor Agregado de Distribución 2002-2003, se asignó como retiros o bajas, en cada etapa funcional, para el año 2002 el valor de la depreciación, calculada de la siguiente manera:

$$DEF_i = \frac{AEF_{i-1}}{VUEF}$$

Donde:

DEF_i = Depreciación del activo de la etapa funcional en el año

AEF_i = Activo de la etapa funcional en el año (i -1)

VUEF = Vida útil del activo de la etapa funcional

Los valores de activos asignados en cada una de las etapas funcionales de las empresas distribuidoras y reportados en cartilla, son comparados con los valores obtenidos a través del proceso de revalorización empleado por el CONELEC, así por ejemplo en el estudio del período 2001 – 2002 para la Empresa Eléctrica Ambato en cartilla se reportó la siguiente información:

ESTUDIO VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN 2001 - 2002			
EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO			
ETAPA FUNCIONAL	ACTIVOS 2001 - 2002	RETIROS 2002	INVERSIONES 2002
Líneas de subtransmisión	6.457.171	0	135.000
S/E de distribución	9.990.074	63.716	707.545
Alimentadores Primarios	14.447.515	59.239	672.110
Transformadores de distribución	16.248.984	315.385	1.008.165
Redes secundarias	25.377.856	88.859	1.680.276
Alumbrado público	3.421.156	23.679	432.820
Instalaciones de servicio al Cliente	11.586.471	171.157	1.170.060
Instalaciones generales	5.477.512	89.351	962.421
TOTAL	93.006.739	811.386	6.768.397

TABLA 4.2.- Activos en servicio, por etapa funcional, de la Empresa Eléctrica Ambato reportados en cartilla. Período 2001 -2002

En tanto que, los valores calculados por el Consejo Nacional de Electricidad¹, luego de la revisión de los documentos de respaldo y una depuración de la información enviada, son los siguientes:

ESTUDIO VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN 2001 - 2002					
EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO					
ETAPA FUNCIONAL	ACTIVOS 2001 BALANCE	RETIROS 2002 100%	INVERSIONES 2002 PRESUP.	ACTIVOS 2002 Revaloriz.	ACTIVOS 2001 - 2002
Líneas de subtrans.	6.069.603	211.251	135.000	6.337.530	6.292.876
S/E de distribución	8.316.950	301.455	707.545	9.043.659	8.922.541
Alimentadores Primarios	14.564.782	623.143	672.110	15.589.209	15.418.471
Transformadores	14.908.583	643.143	1.008.165	15.853.582	15.696.082
Redes secundarias	21.847.172	967.140	1.680.276	24.178.510	23.789.954
Alumbrado público	2.985.320	168.135	432.820	3.362.693	3.299.798
Instal. Servicio al Cliente	10.374.250	750.091	1.170.060	11.251.366	11.105.180
Instalaciones generales	1.769.918	262.102	962.421	2.621.018	2.479.168
TOTAL	80.836.578	3.926.460	6.768.397	88.237.567	87.004.069

TABLA 4.3.- Activos en servicio, por etapa funcional, de la Empresa Eléctrica Ambato calculados por el CONELEC. Período 2001 -2002

Por otro lado, de acuerdo con la Transitoria Segunda del Reglamento de Tarifas, para la validación y asignación de los activos de las empresas de distribución se deben también, considerar aquellos valores de activos del año 2000, que en el caso de la Empresa Eléctrica Ambato, son los siguientes:

ESTUDIO VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN 2000	
EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO	
ETAPA FUNCIONAL	ACTIVOS 2000
Líneas de subtrans.	4.237.403
S/E de distribución	10.513.284
Alimentadores Primarios	13.627.683
Transformadores	8.719.823
Redes secundarias	30.552.019
Alumbrado público	3.963.260
Instal. Servicio al Cliente	9.044.431
Instalaciones generales	5.407.258
TOTAL	86.065.161

TABLA 4.4.- Activos en servicio, por etapa funcional, de la Empresa Eléctrica Ambato calculados por el CONELEC. Año 2000

Con estos tres valores se procede a la asignación de los activos de acuerdo con el siguiente esquema:

¹ Los valores presentados son tomados del documento: "VERIFICACIÓN DE LOS DATOS Y PARÁMETROS FINANCIEROS PROPORCIONADOS POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS – ACTIVOS EN SERVICIO". Estudios del VAD. Año Eléctrico 2001 – 2002 . Preparado por la Dirección de Tarifas - CONELEC. (Julio 2002)

ASIGNACIÓN DE ACTIVOS PARA ESTUDIO VAD 2001 - 2002

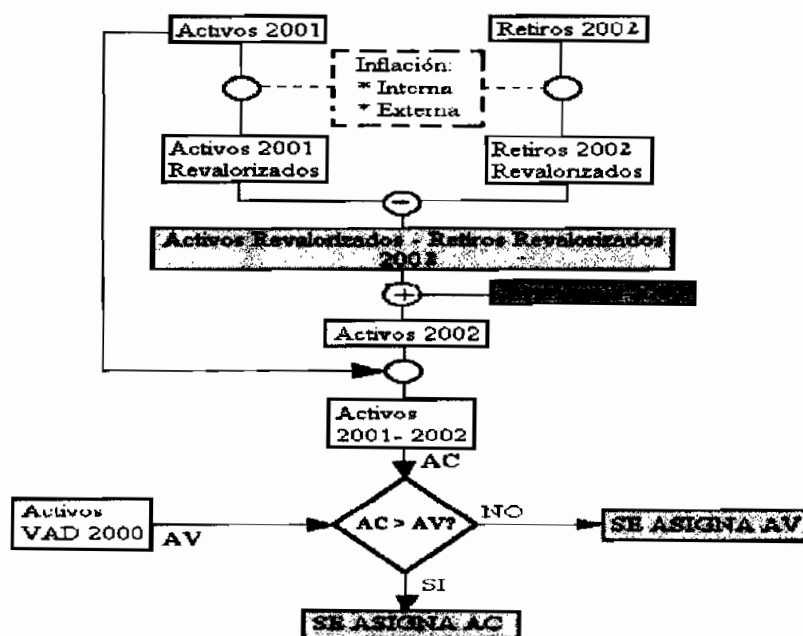


Figura 4.1.- Esquema para la asignación de Activos en servicio.

El esquema anterior determina una comparación entre el total de los activos revalorizados por el CONELEC, y el total de los activos utilizados en el estudio del VAD 2000, de tal forma que, para el cálculo del VAD 2002-2003 se asigna el mayor de entre estos valores. Es así que, en el caso del ejemplo se asignan como valor total de activos la cantidad total de US\$ 87'004.070. Esta asignación de activos se cumple para cada una de las empresas eléctricas de distribución, así:

EMPRESA	Activos 2001-2002	Activos 2001-2002	Activos VAD 2000	Activos Asignados
	Cartilla US\$	CONELEC US\$	US\$	US\$
Ambato	93.006.739	87.004.070	86.065.161	87.004.070
Azogues	12.687.925	12.286.545	8.332.314	12.286.545
Bolívar	24.148.938	25.398.685	24.780.856	25.398.685
Centro Sur	150.275.177	143.464.248	112.555.482	143.464.248
Cotopaxi	49.054.314	46.061.583	48.664.582	48.664.582
El Oro	90.223.652	82.088.614	74.951.799	82.088.614
Emelec	188.274.627	194.734.938	293.369.694	293.369.694
Esmeraldas	35.083.359	40.778.201	32.702.833	40.778.201
Emelgur	124.888.776	119.648.138	100.129.226	119.648.138
Los Ríos	28.622.268	27.562.503	29.684.097	29.684.097
Manabí	139.463.760	133.173.104	172.448.807	172.448.807
Milagro	50.908.076	46.691.716	48.890.525	48.890.525
Quito	439.192.636	409.592.404	321.032.748	409.592.404
Regional Norte	85.132.512	67.492.082	51.518.274	67.492.082
Sur	75.533.033	80.682.415	75.934.922	80.682.415
Riobamba	73.759.788	63.516.787	64.840.051	64.840.051
Santa Elena	62.778.204	61.372.466	53.433.160	61.372.466
Santo Domingo	40.680.108	39.292.762	38.846.352	39.292.762
Galápagos	2.538.524	2.235.336	1.517.279	2.235.336
Sucumbios	19.354.215	19.826.926	14.712.533	19.826.926
	1.785.606.632	1.702.903.524	1.664.410.694	1.849.060.649

TABLA 4.5.-Valor Total de Activos en servicio asignados para cada Empresa Eléctrica de Distribución. Periodo 2001 - 2002.

4.3 VALIDACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.-

Para la validación y asignación de los costos de operación y mantenimiento para el cálculo del Valor Agregado de Distribución 2002 –2003, se considera los costos de operación y mantenimiento reportados en cartilla por la empresa; los costos utilizados en el estudio 2000 y revalorizados únicamente por inflación; y, los costos estandarizados.

Los costos de operación y mantenimiento reportados en cartilla por cada una de las empresas distribuidoras, en primer lugar, se someten a un control de tipo matemático, es decir, que los valores totales dados sean coherentes con la suma de costos de mano de obra, materiales y otros en cada una de las etapas funcionales. Luego, se verifica que cada uno los valores asignados estén debidamente sustentados en los documentos correspondientes y que dentro de estos valores no consten datos de cifras que correspondan a costos no operacionales, tales como indemnizaciones, costos por corte y reconexión del suministro de energía eléctrica, etc.

Por otro lado, se realiza la evolución de los costos de operación y mantenimiento utilizados en el estudio para el Valor Agregado de Distribución 2000 para lo cual se toma en cuenta el coeficiente de inflación interna. La determinación de este coeficiente está dada por los valores de inflación interna registrados para los años 2000, 2001 y el objetivo para el 2002², debido a que en cierta forma los costos de las empresas distribuidoras se han visto afectados por este proceso inflacionario del sistema económico nacional y que no resulta ajeno a las mismas.

El proceso de esta evolución de los costos de operación y mantenimiento se presenta en el siguiente cuadro:

² El valor de inflación interna objetivo, según lo declarado por el Presidente de la República a inicios del año 2002, fue de que sería equivalente a un dígito. Por esta razón, para el estudio se consideró el valor de 10%.

EVOLUCIÓN ESPERADA EN LOS CO&M					
	2000	2001	2002	2003	2001-2002
Tasas de inflación nacional	91,0%	22,4%	10,0%	9%	
VAD 2000 (cuatrienio)	63.625.898	77.878.099	85.665.909	93.375.841	84.367.941
Proyección de los EP&G (inflación)	81.727.116	100.033.990	110.037.389	119.940.754	119.940.754
Costos Cartillas y Contables	81.727.116	158.868.748	164.880.767		163.878.764

Incremento año eléctrico / VAD cuatrienio, solamente considerando la inflación: 32,6%

TABLA 4.6.- Evolución de los costos de operación y mantenimiento debido al proceso inflacionario interno.

Por lo tanto, si para los costos de operación y mantenimiento de las empresas distribuidoras se considerara exclusivamente el proceso inflacionario interno, el incremento esperado para el año eléctrico 2001 – 2002 debería ser del 32,6%, definido por un 22,4% del año 2001 y por un 10% de año 2002.

El tercer valor que se considera en la asignación de los costos de operación y mantenimiento es el costo estandarizado, este costo está estrechamente ligado con el concepto de empresa eficiente por cuanto reconoce el derecho de cualquier distribuidor a cubrir los costos que demanda brindar el suministro de energía eléctrica a sus clientes, dadas las características del mercado al que sirve.

El costo estandarizado contempla tres aspectos:

- a. La concentración o dispersión del mercado al que se debe servir (Densidad),
- b. La demanda per cápita o energía demandada por abonado; y,
- c. Las características organizacionales específicas de cada empresa.

La densidad del servicio está en función del área a ser servida y el número de abonados en la misma, por esta razón, las áreas que presentan una alta concentración de abonados son fáciles de brindar el servicio a costos, relativamente, bajos. Mientras que, áreas con baja densidad requieren de mayores recursos para la oferta del suministro de energía eléctrica, pues, existe la necesidad de realizar grandes obras para atender a un grupo reducido de abo-

nados, debido, fundamentalmente, a que la configuración de los sistemas eléctricos es longitudinal, como es el caso de la mayoría de empresas distribuidoras en el país.

Por otro lado, la demanda per cápita o consumo por abonado está dado las ventas totales de energía y el número de abonados de cada empresa distribuidora. Para el estudio del Valor Agregado de Distribución 2001 – 2002 se determinaron los siguientes valores³:

ÁREA DE CONCESIÓN, DENSIDAD Y CONSUMO PER CAPITA PARA EL 2001-2002

Empresa	Área de Concesión Km2	Abonados 2001-2002 Número	Ventas 2001-2002 kWh	Densidad Abon/Km2	Energía por abonado kWh-mes/A
Ambato	40.805	140.700	238.120.057	3,45	141,0
Azogues	1.187	23.767	68.600.301	20,02	240,5
Bolívar	3.997	37.427	34.674.953	9,36	77,2
Centro Sur	28.962	220.386	390.363.404	7,61	147,6
Cotopaxi	5.556	73.028	140.609.650	13,14	160,5
El Oro	6.745	137.534	310.856.760	20,39	188,4
Emelec	1.399	353.315	2.284.441.820	252,55	538,8
Esmeraldas	15.366	60.825	211.701.948	3,96	290,0
Galápagos	7.942	4.978	15.385.636	0,63	257,6
Guayas-Los Ríos	10.511	159.655	452.824.552	15,19	236,4
Los Ríos	4.059	61.088	156.265.000	15,05	213,2
Manabí	16.865	177.445	533.498.530	10,52	250,5
Milagro	6.175	85.376	171.517.960	13,83	167,4
Norte	11.979	139.083	253.411.039	11,61	151,8
Quito	14.971	554.385	2.171.974.400	37,03	326,5
Riobamba	5.940	108.888	147.639.990	18,33	113,0
Sta Elena	6.774	61.896	213.031.432	9,14	286,8
Sto Domingo	6.574	89.040	192.202.330	13,54	179,9
Sucumbíos	37.842	23.382	49.169.433	0,62	175,2
Sur	22.721	105.154	136.696.189	4,63	108,3
Total	256.370	2.617.352	8.172.985.384	10,21	260,2

Fuente: Plan de Electrificación del Ecuador 2002-2011

TABLA 4.7.- Parámetros considerados para la determinación de los costos de operación y mantenimiento estandarizados. Período 2001 – 2002.

Si se relaciona la densidad del servicio y el consumo por abonado se observa que la mayoría de empresas se encuentran bajo el promedio de consumo per cápita a nivel nacional y que indican un baja densidad del servicio, es decir, presentan un mercado altamente disperso. Aspectos que no se observan para la Empresa Eléctrica Quito y la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc.

³ Los valores presentados son tomados del documento: "VERIFICACIÓN DE LOS DATOS Y PARÁMETROS FINANCIEROS PROPORCIONADOS POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS – COSTOS DE OPER. Y MANTEN.". Estudios del VAD 2001 – 2002 . Preparado por la Dirección de Tarifas - CONELEC. (Julio 2002)

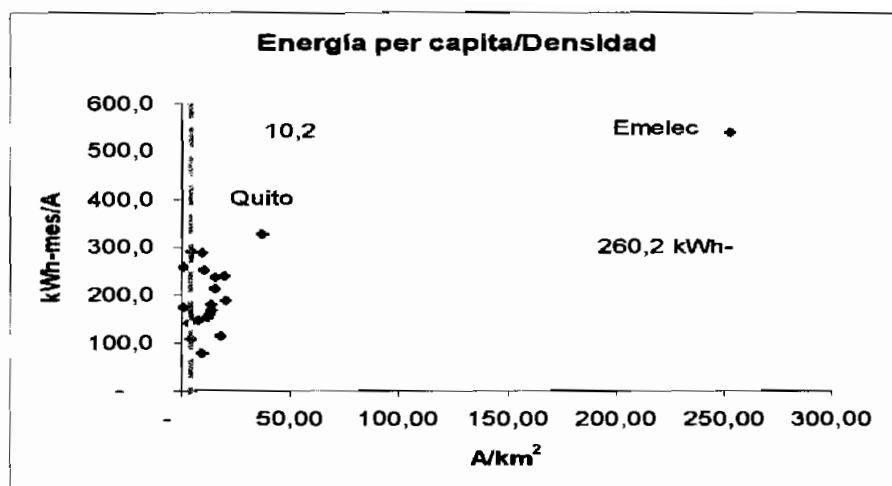


Figura 4.2.- Energía demandada mensual por abonado en función de la densidad de servicio de la Empresas Eléctricas de Distribución. Periodo 2001 – 2002.

Las variables anteriormente descritas establecen la función de los costos estandarizados de operación y mantenimiento para el año eléctrico 2001 – 2002, la misma que toma en cuenta el incremento costos debido al proceso inflacionario interno:

$$c = 31,89 * (\text{Densidad}^{-0,0520}) * (\text{Per capita}^{-0,372}) * (e^{0,498 * \text{Dummy}})$$

COSTO ESTANDARIZADO PARA EL AÑO ELÉCTRICO 2001-2002

	Densidad Abonado/km ²	Per cápita kWh/Abonado	Dummy	Costo unitario US\$/kWh	Costo total US\$
Ambato	3,45	1.692,4	-1	1,15	2.731.649
Azogues	20,02	2.886,4	1	2,32	1.593.146
Bolívar	9,36	926,5	1	3,69	1.278.019
Centro Sur	7,61	1.771,3	-1	1,08	4.225.456
Cotopaxi	13,14	1.925,4	-1	1,02	1.434.200
El Oro	20,39	2.260,2	-1	0,94	2.919.868
Emelec	252,55	6.465,7	-1	0,56	12.738.158
Esmeraldas	3,96	3.480,5	-1	0,87	1.844.372
Galápagos	0,63	3.090,7	0	1,65	253.580
Guayas-Los Ríos	15,19	2.836,3	-1	0,88	3.969.483
Los Ríos	15,05	2.558,0	0	1,50	2.342.262
Manabí	10,52	3.006,6	-1	0,87	4.664.615
Milagro	13,83	2.009,0	-1	1,00	1.717.534
Norte	11,61	1.822,0	-1	1,05	2.655.410
Quito	37,03	3.917,8	-1	0,74	16.121.084
Riobamba	18,33	1.355,9	0	1,88	2.773.262
Sta Elena	9,14	3.441,8	0	1,38	2.934.827
Sto Domingo	13,54	2.158,6	-1	0,98	1.875.957
Sucumbíos	0,62	2.102,9	1	3,13	1.539.120
Sur	4,63	1.300,0	0	2,05	2.801.684

TABLA 4.8.- Costos de Operación y Mantenimiento Estandarizados. Periodo 2001 – 2002.

El criterio para la asignación del costo total de operación y mantenimiento de las empresas distribuidoras es el siguiente: si el costo estandarizado, que es el costo necesario para atender el suministro en función de la con-

centración de mercado y de sus demandas per cápita, es mayor que el costo de operación y mantenimiento del estudio del Valor agregado de Distribución del 2000 ajustado por inflación se asigna, en primera instancia, el costo estandarizado. Este primer discernimiento resulta correcto debido a que en el costo estandarizado se reconoce el derecho de cualquier distribuidor a cubrir los costos que demanda brindar el servicio dada las características del mercado. En caso contrario, es decir, el costo ajustado es mayor al costo estandarizado se asigna este último, pues de esta forma, se reconoce como mínimo el incremento en los costos de operación y mantenimiento por efecto de la inflación.

El valor resultante de esta primera comparación es confrontado con el solicitado en cartilla por la empresa distribuidora, entonces, se asigna como costo final el valor inferior de entre los dos. Esquemáticamente, el criterio de asignación de los costos de los costos de operación y mantenimiento se lo representa de la siguiente forma:

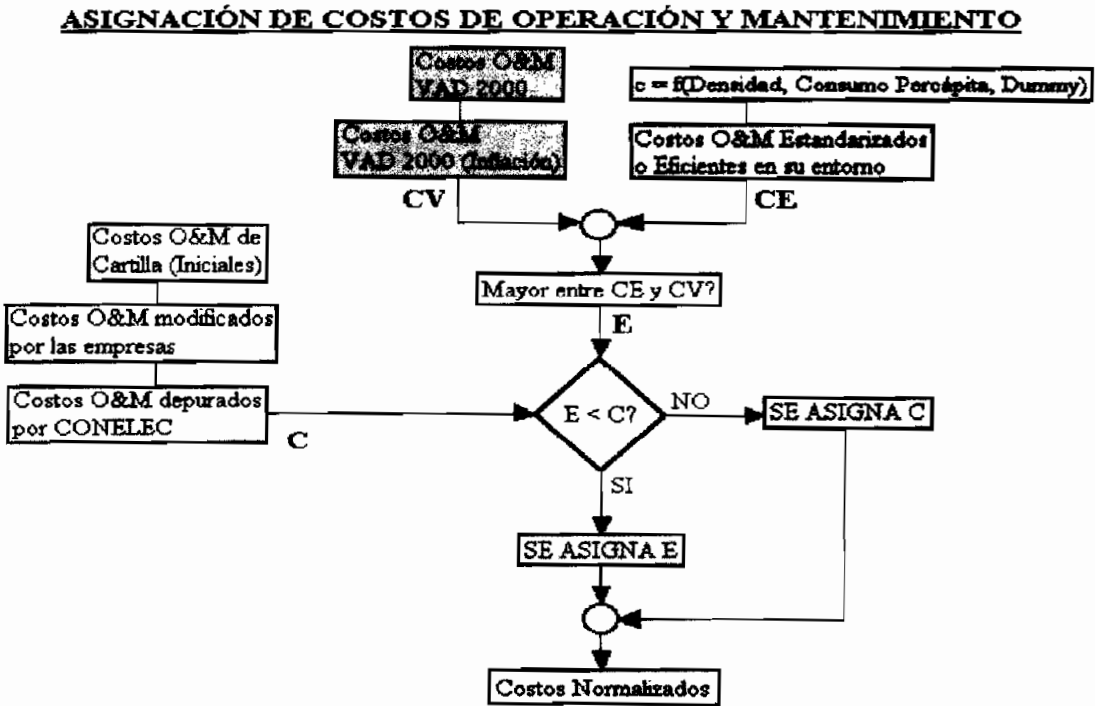


Figura 4.3.- Esquema para la asignación de los Costos de Operación y Mantenimiento.

Para el estudio del Valor Agregado de Distribución 2001 – 2002 los costos de operación y mantenimiento asignados a cada una de las empresas distribuidoras son los siguientes:

ASIGNACIÓN DEL COSTO TOTAL PARA EL AÑO ELÉCTRICO 2001-2002

	VAD cuatrien Ajuste inflac. US\$	Costo estandarizado US\$	Cartilla-Revisada 2001-2002 US\$	Costo asignado US\$
Ambato	1.929.998	2.731.649	4.570.075	2.731.649
Azogues	1.178.915	1.593.146	1.426.396	1.426.396
Bolívar (*)	746.936	1.278.019	1.018.606	1.018.606
Centro Sur	4.853.900	4.225.456	8.535.842	4.853.900
Cotopaxi	1.537.258	1.434.200	2.935.361	1.537.258
El Oro	2.814.886	2.919.868	6.914.404	3.092.016
Emelec	20.153.723	12.738.158	33.189.641	20.153.723
Esmeraldas	1.823.385	1.844.372	3.025.474	1.844.372
Galápagos	310.950	253.580	444.736	310.950
Guayas-Los Ríos	5.943.808	3.969.483	17.031.179	5.943.808
Los Ríos	2.262.038	2.342.262	3.815.292	2.342.262
Manabí	4.121.643	4.664.615	12.739.941	4.664.615
Milagro	1.850.188	1.717.534	6.078.682	1.850.188
Norte	2.721.403	2.655.410	6.066.052	2.721.403
Quito	20.663.799	16.121.084	23.638.045	20.663.799
Riobamba	2.446.287	2.773.262	3.095.226	2.773.262
Sta Elena	3.214.489	2.934.827	3.439.505	3.214.489
Sto Domingo	1.882.364	1.875.957	3.518.050	1.882.364
Sucumbios	1.430.406	1.539.120	2.348.765	1.539.120
Sur	2.481.564	2.801.684	2.776.604	2.776.604
	84.367.941	72.413.685	146.607.875	87.340.785

TABLA 4.9.- Valor total de Costos de Operación y Mantenimiento asignados para las Empresas Eléctricas de Distribución. Período 2001 – 2002.

4.4 VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN FÍSICA.-

Como se mencionó en el numeral 3.2.1 del capítulo 3, la información física está relacionada con aspectos técnicos propios de cada empresa distribuidora. Por lo que, la validación de la misma está sustentada en bases teóricas conocidas para todos quienes están a cargo de la planificación y proyección de la expansión de los sistemas eléctricos de cada distribuidora.

El factor más importante en la validación de la información de los volúmenes de energía y potencia que cada empresa distribuidora reporta al ente regulador, son los porcentajes de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas que, obviamente, deben estar acorde con las nuevas obras de inversión para reducirlas.

Los valores reportados de pérdidas técnicas deben ser el resultado de un estudio técnico sustentado en la modelación del sistema eléctrico de cada empresa distribuidora y, por supuesto, la corrida de flujos. Por esta razón, para el estudio del Valor Agregado de Distribución 2001 – 2002 se reconoce cada

uno de los porcentajes presentados, pero tomando en cuenta los índices de gestión establecidos en regulaciones dadas por el CONELEC.

El tratamiento y validación de los porcentajes de pérdidas no técnicas de energía y potencia está enmarcado en la Regulación No. CONELEC – 003/99, la misma que establece la reducción anual de pérdidas no técnicas en las empresas distribuidoras del país:

ANEXO "A" A LA REGULACIÓN No. CONELEC - 003/99

REDUCCIÓN ANUAL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DEL PAÍS

EMPRESA ELÉCTRICA	PORCENTAJE ANUAL ADMISIBLE DE PÉRDIDAS				% REDUCCIÓN ANUAL
	1999	2000	2001	2002	
Ambato	2,00	2,00	2,00	2,00	-
Azogues	2,00	2,00	2,00	2,00	-
Bolívar	3,31	2,87	2,44	2,00	0,44
Centro Sur	2,14	2,10	2,05	2,00	0,05
Cotopaxi	2,00	2,00	2,00	2,00	-
El Oro	3,50	3,00	2,50	2,00	0,50
EMELEC	7,58	5,72	3,86	2,00	1,86
Esmeraldas	4,52	3,68	2,84	2,00	0,84
Guayas-Los Ríos	2,99	2,66	2,33	2,00	0,33
Los Ríos	4,79	3,86	2,93	2,00	0,93
Manabí	5,56	4,37	3,19	2,00	1,19
Milagro	6,47	4,98	3,49	2,00	1,49
Norte	2,00	2,00	2,00	2,00	-
Quito	2,24	2,16	2,08	2,00	0,08
Riobamba	3,83	3,22	2,61	2,00	0,61
Sta Elena	2,00	2,00	2,00	2,00	-
Sto Domingo	2,00	2,00	2,00	2,00	-
Sur	2,08	2,05	2,03	2,00	0,03

TABLA 4.10.- Anexo "A" de la regulación No. CONELEC 003/99.

Para el estudio del Valor Agregado de Distribución 2001 – 2002 los porcentajes utilizados son los expuestos en la Tabla 4.11. Además, del cumplimiento con los límites de pérdidas, dentro de la validación de la información física también se toma en cuenta que los datos asignados a cada uno de los rubros, tanto de potencia como de energía, tengan relación y no resulten incoherentes, lo cual fue realizado a través del cálculo de los factores de carga.

**CÁLCULO DEL VAD 2002 - 2003
PORCENTAJES DE PÉRDIDAS**

EMPRESA	POTENCIA			ENERGIA			TOTAL
	PT	PNT	TOTAL	PT	PNT	TOTAL	
Ambato	13.16	1.88	15.04	12.46	2.00	14.46	29.50
Azogues	4.81	2.00	6.81	4.34	2.00	6.34	13.15
Bolívar	15.36	3.22	18.58	12.27	2.87	15.14	33.72
Centro Sur	6.34	1.95	8.29	5.14	2.10	7.24	15.53
Cotopaxi	14.69	2.19	16.88	11.60	2.00	13.60	30.48
El Oro	12.38	2.08	14.46	10.89	3.00	13.89	28.35
EMELEC	11.72	7.75	19.47	8.59	5.72	14.31	33.78
EMELGUR	12.18	2.82	15.00	11.69	2.66	14.35	29.35
Esmeraldas	8.39	2.65	11.04	8.29	3.68	11.97	23.01
Los Ríos	12.25	3.86	16.11	8.74	3.86	12.60	28.71
Manabí	9.97	3.95	13.92	9.45	4.37	13.82	27.74
Milagro	12.93	4.74	17.67	10.25	4.98	15.23	32.90
Norte	11.26	1.33	12.59	10.72	2.00	12.72	25.31
Quito	11.66	2.11	13.77	10.00	2.14	12.14	25.91
Riobamba	11.30	4.50	15.80	10.15	3.22	13.37	29.17
Sta Elena	7.00	2.00	9.00	8.52	2.00	10.52	19.52
Sto Domingo	9.62	2.00	11.62	7.03	2.00	9.03	20.65
Sur	13.03	2.65	15.68	13.13	0.73	13.86	29.54

TABLA 4.11.- Porcentajes de Pérdidas aceptadas de las Empresas Eléctricas de Distribución. 2001 - 2002.

4.5 MÉTODO 1: MATRIZ DE TRANSACCIONES.-

El método para el cálculo de los costos unitarios en cada una de las etapas funcionales del proceso de distribución de energía eléctrica a través de la matriz de transacciones está sustentado, teóricamente, en la formación de la cadena de valor, que se inicia con la recepción en bloque de la energía en subestaciones de la empresa distribuidora o nodos de intercambio con el Sistema Nacional Interconectado, SNI, y que finaliza con la entrega de la energía al usuario final. Durante este proceso se presentan diversos eventos, tanto físicos como económicos que se describen a través de una matriz, que conjuga las diferentes transacciones económicas y físicas pero siempre ajustándose a un balance final.

El proceso de cálculo, a través de este método, se inicia con la recopilación de los datos iniciales, tanto comunes (variables exógenas), como propios de cada empresa distribuidoras (variables endógenas), que son las siguientes:

- ✓ Tasa de descuento,
- ✓ Vida útil de activos,

- ✓ Precio referencial de generación, componente de energía estabilizado,
- ✓ Precio unitario de potencia para remuneración,
- ✓ Costo de transmisión,
- ✓ Factor de nodo,
- ✓ Costo de comercialización consolidado,
- ✓ Compras de energía y potencia para el periodo,
- ✓ Ventas de energía y potencia para el periodo, por nivel de tensión,
- ✓ Entregas de energía y potencia para el periodo, por punto de entrega,
- ✓ Pérdidas técnicas de energía y potencia para el periodo, por etapa funcional,
- ✓ Pérdidas no técnicas de energía y potencia para el periodo,
- ✓ Número total de abonados,
- ✓ Activos por etapa funcional; y,
- ✓ Costos de operación y mantenimiento por etapa funcional.

VARIABLES EXÓGENAS	UNIDAD	2001 - 2002
Tasa de descuento..... i:	anual	7,50%
Vida útil de activos n:		
Líneas de Subtransmisión:	años	30
S/E de Distribución	años	30
Alimentadores Primarios (MT):	años	25
Transformadores de Distribución:	años	25
Redes Secundarias (BT):	años	25
Alumbrado Público	años	20
Instalaciones de Servicio al Cliente:	años	15
Instalaciones Generales	años	10
PRG(E) Plano	US¢/kWh	4,50445
PRG(P) Plano	US¢/kWh	1,30800
Factor nodo de Empresa (fn)		1,02577
Potencia remunerable	US\$/kW mes	5,69866
	US\$/kW año	68,38
Costo de transmisión	US\$/kW mes	3,27000
	US\$/kW año	40,40
	US¢/kWh	0,76310
Cargo fijo por Comercialización	US\$/Abonado - mes	2,7418

TABLA 4.12.- Variables de entorno para el cálculo del Valor Agregado de Distribución 2002 – 2003.

Los algoritmos de cálculo pertenecientes a esta metodología se aplican, en forma estándar, a los datos suministrados por cada empresa, por lo tanto, con fines de didácticos y de explicación se utilizará como ejemplo los datos presentados por la Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A. para el estudio 2001 - 2002 y cálculo del Valor Agregado de Distribución 2002 - 2003:

VARIABLES EMPRESARIALES: FISICAS

PERIODO	2001 - 2002			
	Energía kWh		Potencia kW	
FUENTES	566.148.876		111.614	
Compras propias de la empresa	448.100.847	79,15%	89.733	80,40%
Importaciones	0	0,00%	0	0,00%
Compras de terceros	118.048.029	20,85%	21.881	19,60%
USOS	549.406.496		108.527	
Total de ventas propias	390.363.404	68,95%	77.399	69,35%
Ventas en alta tensión	0	0,00%	0	0,00%
Ventas en media tensión	116.710.868	20,61%	30.788	27,58%
Ventas en baja tensión	241.010.278	42,57%	39.186	35,11%
Alumbrado público	32.642.258	5,77%	7.425	6,65%
Entregas a terceros	118.048.029	20,85%	21.881	19,60%
* Alta tensión, líneas subtransmis.	76.639.760	13,54%	13.569	12,16%
* Media tensión, subestaciones	24.214.659	4,28%	5.645	5,06%
* Media tensión, redes primarias	17.193.610	3,04%	2.667	2,39%
* Transformadores de distribución	0	0,00%	0	0,00%
* Redes distribución secundaria	0	0,00%	0	0,00%
Pérdidas Técnicas	29.104.989	5,14%	7.071	6,34%
Pérdidas en líneas ST.	4.704.678	0,83%	1.284	1,15%
Pérdidas en subestacion.	2.290.840	0,40%	384	0,34%
Pérdidas en primarios	3.977.757	0,70%	918	0,82%
Pérdidas en transformad.	8.250.532	1,46%	2.041	1,83%
Pérdidas en baja tensión	9.277.573	1,64%	2.295	2,06%
* En secundarios	6.084.341	1,07%	1.505	1,35%
* En acometidas	3.193.232	0,56%	790	0,71%
Pérdidas alumbrado público	603.609	0,11%	149	0,13%
Pérdidas no Técnicas	11.890.074	2,10%	2.176	1,95%
Pérdidas en líneas ST.	1.585.352	0,28%	335	0,30%
Pérdidas en primarios	2.717.761	0,48%	513	0,46%
Pérdidas en baja tensión	7.586.961	1,34%	1.328	1,19%
Pérdidas No Aceptadas	16.742.380	2,96%	3.087	2,77%

TABLA 4.13.- Datos Físicos de la Empresa Eléctrica Regional CentroSur S.A. Periodo 2001 - 2002.

VARIABLES EMPRESARIALES: ECONÓMICAS

	Periodo	
	Activos en servicio	Costos de Operación y Mantenimien.
	US\$	US\$
LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	19.706.241	162.777
S/E. DE DISTRIBUCIÓN	80.385.178	1.790.903
ALIMENTADORES PRIMARIOS (MT)	69.386.543	1.837.805
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	40.472.742	251.471
REDES SECUND. DE DISTRIBUCIÓN (BT)	63.420.040	2.756.707
ALUMBRADO PÚBLICO	31.708.171	1.400.435
INSTALACIONES SERVICIO CLIENTE	108.681.770	218.026
INSTALACIONES GENERALES	25.431.951	12.696.776
COMERCIALIZACIÓN		6.252.700
TOTALES	439.192.636	27.367.600

TABLA 4.14.- Variables Económicas de la Empresa Eléctrica Regional CentroSur S.A. Per. 2001 – 2002.

4.5.1 ALGORITMO DE CÁLCULO: VALORACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN DINERO .-

Uno de los componentes más importantes y representativos en el Valor Agregado de Distribución, VAD, son las pérdidas y su valoración en dinero, es decir, en términos físicos, cuanto potencia y energía adicional debe comprar la empresa distribuidora para satisfacer la demanda de sus clientes; y, en términos económicos, cuanto le cuesta a la empresa distribuidora la utilización de sus instalaciones para cumplir con esa demanda, considerando las pérdidas originadas por el suministro de la energía al usuario final.

Para la valoración de las pérdidas en dinero se evalúa en tres rubros:

- Pérdidas en energía,
- Pérdidas en potencia; y
- Pérdidas en transmisión.

En cada uno de estos tres rubros se considera el costo de compra versus el ingreso por la venta, las diferencias resultantes entre estos dos conceptos son las pérdidas. Es así que, para el caso de las pérdidas en energía el costo de compra está dado por el producto entre la energía propia disponible por el precio referencial de generación componente de energía y

por el factor de nodo asignado a la empresa distribuidora; en tanto que, el ingreso por venta está dado por el producto de la suma de ventas propias de energía más las pérdidas no aceptadas o que se encuentran fuera de los porcentajes de pérdidas aceptadas mediante regulaciones expedidas por el CONELEC, por el precio referencial de generación componente de energía.

Las pérdidas en potencia en su costo de compra está dado por el producto entre la potencia propia disponible y el valor del precio unitario de potencia para remuneración; mientras que, el ingreso por venta está dado por el producto del total de ventas de energía, incluyendo las pérdidas no aceptadas, por el precio referencial de generación componente de potencia.

Por otro lado, en las pérdidas de transmisión se considera en el costo de compra el total de la energía transportada por el costo de transmisión referido a energía; en tanto que, en el ingreso por ventas se toma en cuenta el total de ventas, incluidas las pérdidas no aceptadas, por el costo de transmisión referido a energía.

En el caso de la empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A. la valoración de sus pérdidas en dinero está dada de la siguiente manera:

Datos necesarios:

PRGe	= 0.0450445	US\$/kWh
PRGp	= 0.01308	US\$/kWh
PotenciaRemunerable	= 5.70	US\$/kW-mes
CostoTransmision	= 0.007631	US\$/kWh
FactorNodo	= 1.00140	
ComprasEnergia	= 448100847	kWh
TotalVentasEnergia	= 390363404	kWh
PerdidasNoAceptadasEnergia	= 16742380	kWh
ComprasPotencia	= 89733	kW

1. Pérdidas en energía:

$$\text{CostoCompra} := \text{ComprasEnergia} \cdot \text{PRGe} \cdot \text{FactorNodo}$$

$$\text{CostoCompra} = 20212736.87 \quad \text{US\$}$$

$$\text{IngresoVentas} := (\text{TotalVentasEnergia} + \text{PerdidasNoAceptadasEnergia}) \cdot \text{PRGe}$$

$$\text{IngresoVentas} = 18337876.49 \quad \text{US\$}$$

$$\text{PerdidasEnergia} := \text{CostoCompra} - \text{IngresoVentas}$$

$$\text{PerdidasEnergia} = 1874860.39 \quad \text{US\$}$$

2. Pérdidas en potencia:

$$\text{CostoCompra} := \text{ComprasPotencia} \cdot \text{PotenciaRemunerable} \cdot 12$$

$$\text{CostoCompra} = 6137737.2 \quad \text{US\$}$$

$$\text{IngresoVentas} := (\text{TotalVentasEnergia} + \text{PerdidasNoAceptadasEnergia}) \cdot \text{PRGp}$$

$$\text{IngresoVentas} = 5324943.65 \quad \text{US\$}$$

$$\text{PerdidasEnergia} := \text{CostoCompra} - \text{IngresoVentas}$$

$$\text{PerdidasEnergia} = 812793.55 \quad \text{US\$}$$

3. Pérdidas en transmisión:

$$\text{CostoCompra} := \text{ComprasEnergia} \cdot \text{CostoTransmision}$$

$$\text{CostoCompra} = 3419457.56 \quad \text{US\$}$$

$$\text{IngresoVentas} := (\text{TotalVentasEnergia} + \text{PerdidasNoAceptadasEnergia}) \cdot \text{CostoTransmision}$$

$$\text{IngresoVentas} = 3106624.24 \quad \text{US\$}$$

$$\text{PerdidasEnergia} := \text{CostoCompra} - \text{IngresoVentas}$$

$$\text{PerdidasEnergia} = 312833.33 \quad \text{US\$}$$

$$\text{TotalPerdidasDinero} := \text{PerdidasEnergia} + \text{PerdidasPotencia} + \text{PerdidasTransmision}$$

$$\text{TotalPerdidasDinero} = 3000487.26 \quad \text{US\$}$$

Para la evaluación de las pérdidas no aceptadas por el CONELEC, en dinero se realiza el mismo procedimiento de cálculo, excluyendo en el dato de ventas de energía el valor de pérdidas no aceptadas, para el ejemplo se tiene:

1. Pérdidas en energía (Sin considerar pérdidas no Aceptadas):

$$\text{CostoCompra} := \text{ComprasEnergia} \cdot \text{PRGe} \cdot \text{FactorNodo}$$

$$\text{CostoCompra} = 20212736.87 \quad \text{US\$}$$

$$\text{IngresoVentas} := \text{TotalVentasEnergia} \cdot \text{PRGe}$$

$$\text{IngresoVentas} = 17583724.35 \quad \text{US\$}$$

$$\text{PerdidasEnergia1} := \text{CostoCompra} - \text{IngresoVentas}$$

$$\text{PerdidasEnergia1} = 2629012.52 \quad \text{US\$}$$

2. Pérdidas en potencia (Sin considerar pérdidas no Aceptadas) :

$$\text{CostoCompra} := \text{ComprasPotencia} \cdot \text{PotenciaRemunerable} \cdot 12$$

$$\text{CostoCompra} = 6137737.2 \quad \text{US\$}$$

$$\text{IngresoVentas} = \text{TotalVentasEnergia} \cdot \text{PRGp}$$

$$\text{IngresoVentas} = 5105953.32 \quad \text{US\$}$$

$$\text{PerdidasPotencial} := \text{CostoCompra} - \text{IngresoVentas}$$

$$\text{PerdidasPotencial} = 1031783.88 \quad \text{US\$}$$

3. Pérdidas en transmisión (Sin considerar pérdidas no Aceptadas) :

$$\text{CostoCompra} := \text{ComprasEnergia} \cdot \text{CostoTransmision}$$

$$\text{CostoCompra} = 3419457.56 \quad \text{US\$}$$

$$\text{IngresoVentas} := \text{TotalVentasEnergia} \cdot \text{CostoTransmision}$$

$$\text{IngresoVentas} = 2978863.14 \quad \text{US\$}$$

$$\text{PerdidasTransmision1} := \text{CostoCompra} - \text{IngresoVentas}$$

$$\text{PerdidasTransmision1} = 440594.43 \quad \text{US\$}$$

$$\text{TotalPerdidasDinero} = \text{PerdidasEnergia1} + \text{PerdidasPotencial} + \text{PerdidasTransmision1}$$

$$\text{TotalPerdidasDinero} = 4101390.82 \quad \text{US\$}$$

4. Pérdidas no Aceptadas en dinero :

$$\text{PerdidasEnergia2} := \text{PerdidasEnergia1} - \text{PerdidasEnergia}$$

$$\text{PerdidasEnergia2} = 754152.14 \quad \text{US\$}$$

$$\text{PerdidasPotencia2} := (\text{PerdidasPotencial1} - \text{PerdidasPotencia}) + (\text{PerdidasTransmision1} - \text{PerdidasTransmision})$$

$$\text{PerdidasPotencia2} = 346751.43 \quad \text{US\$}$$

4.5.2 ALGORITMO DE CÁLCULO: FLUJO FÍSICO.-

El cálculo de los costos unitarios por etapa funcional requiere de la disponibilidad de energía y potencia que en cada una de las etapas funcionales se tiene, una vez que se ha considerado eventos tales como: pérdidas técnicas y no técnicas propias de cada etapa, ventas a clientes regulados y entregas a grandes consumidores. Por lo tanto, es necesario establecer, considerando la información específica enviada por la empresa distribuidora, el flujo físico de potencia y energía a través de las diferentes etapas funcionales del proceso de distribución, para lo cual se utiliza el siguiente esquema:

DIAGRAMA FLUJO FÍSICO: DISPONIBILIDADES

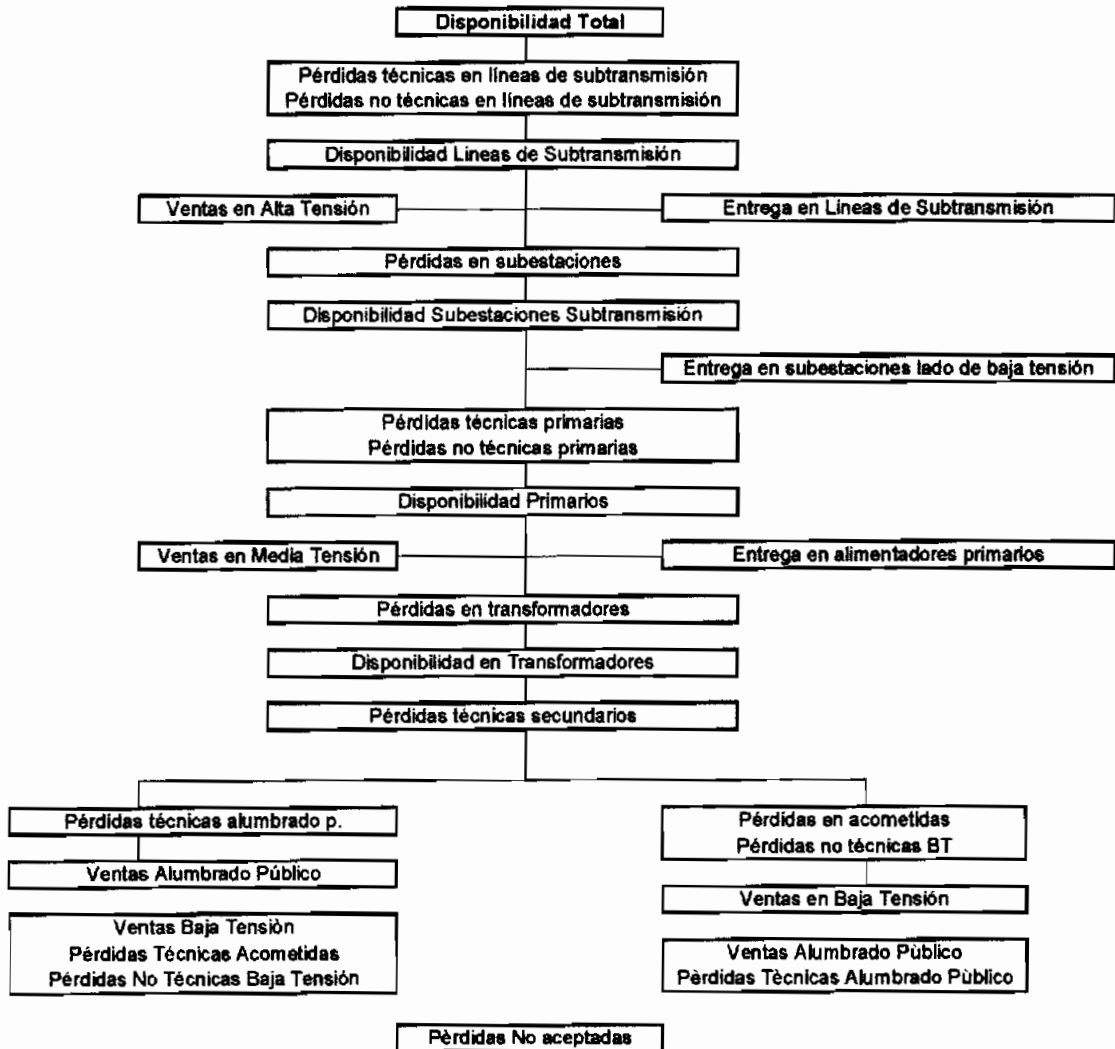


Figura 4.4.- Esquema para el Flujo Físico de Potencia y Energía.

De acuerdo con el esquema anterior, el flujo físico se inicia con la entrega en bloque de energía y potencia por parte del Sistema Nacional Interconectado, SNI, a la empresa distribuidora en subestaciones de transmisión a niveles de voltaje de 230 kV ó 138 kV, según corresponda, constituyéndose en la disponibilidad total.

La primera etapa funcional está dada por las líneas de subtransmisión, a un nivel de alta tensión (69 kV ó 42 kV), en donde se presentan las pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas, las mismas que al ser disminuidas de la disponibilidad inicial da como resultado la disponibilidad en líneas de subtransmisión.

La disponibilidad en subestaciones está dada por la disminución en la disponibilidad de líneas de subtransmisión de las ventas en alta tensión a clientes regulados, la entrega a grandes consumidores en líneas de subtransmisión y pérdidas técnicas en subestaciones. En igual forma, la disponibilidad en alimentadores primarios (23 kV o 13.8 kV), se obtiene restando las entregas en subestaciones (barras del lado de baja), las pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas en las redes de alimentadores primarios de la disponibilidad de subestaciones de subtransmisión.

A continuación, para obtener la disponibilidad en transformadores de distribución se disminuye de la disponibilidad en alimentadores primarios las ventas en media tensión a clientes regulados, la entrega a grandes consumidores en alimentadores primarios y pérdidas técnicas en transformadores de distribución.

A partir del lado de baja de los transformadores de distribución (a un nivel de voltaje menor a 600 V), se agrupa, por un lado, a los clientes en baja tensión y, por otro, al alumbrado público, debido a que las pérdidas que se atribuyen a estos dos grupos de clientes son diferentes. Es así que, para el caso de los clientes en baja tensión se atribuyen las pérdidas técnicas en las redes de secundarios, las perdidas técnicas de acometidas y las

pérdidas no técnicas de baja tensión; en tanto que, para el servicio de alumbrado público se asignan las pérdidas técnicas en las redes de secundarios y las pérdidas técnicas de alumbrado público.

Es importante anotar que ya sea para los clientes de baja tensión o el alumbrado público, al realizar la sumatoria de pérdidas y ventas, según sea el caso siempre debe ser equivalente a la disponibilidad en transformadores de distribución.

Por otro lado, se debe establecer el balance final entre el total disponible y lo asignado en cada una de las etapas funcionales, ya sea como ventas, entregas o pérdidas, por lo que la diferencia existente se atribuye a pérdidas no aceptadas.

En el caso de ejemplo que se está desarrollando para la Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A., se tiene:

FLUJO FISICO Y DISPONIBILIDADES

EMPRESA		CENTROSUR			
PERIODO DE ESTUDIO		2001 - 2002			
		Energía y Potencia propias		Energía y Potencia total	
		Energía	Potencia	Energía	Potencia
		kWh	kW	kWh	kW
DISPONIBILIDAD TOTAL	(a)	448.100.847	89.733	566.148.876	111.614
Pérdidas técnicas en líneas	(b)	4.704.678	1.284	4.704.678	1.284
Pérdid no técnicas en línea	(c)	1.585.352	335	1.585.352	335
Disponibilidad Líneas Subtrans.	(d) = (a)-(b)-(c)	441.810.817	88.114	559.858.846	109.995
Ventas en alta tensión	(e)	0	0	0	0
Entrega a Terceros en AT	(f)			76.639.760	13.569
Pérdidas en subestacion.	(g)	2.290.840	384	2.290.840	384
Disponibilidad S/E Subtrans.	(h)=(d)-(e)-(f)-(g)	439.519.977	87.730	480.928.246	96.042
Entrega a terceros	(i)			24.214.659	5.645
Pérdidas técnicas primarias	(j)	3.977.757	918	3.977.757	918
Pérd. no técnicas primarias	(k)	2.717.761	513	2.717.761	513
Disponibilidad Primarios	(l)=(h)-(i)-(j)-(k)	432.824.459	86.299	450.018.069	88.966
Ventas en media tensión	(ll)	116.710.868	30.788	116.710.868	30.788
Entrega a Terceros en MT	(m)			17.193.610	2.667
Pérdidas técnic. transformad.	(n)	8.250.532	2.041	8.250.532	2.041
Disponibilidad Trafos.	(o)=(l)-(ll)-(m)-(n)	307.863.059	53.470	307.863.059	53.470
Pérdidas téc. secundarios	(p)	6.084.341	1.505	6.084.341	1.505
Pérdidas en acometidas	(q)	3.193.232	790	3.193.232	790
Pérdidas no téc. baja tens.	(r)	7.586.961	1.328	7.586.961	1.328
Disponibilidad BT + AP	(s)=(o)-(p)-(q)-(r)	290.998.525	49.847	290.998.525	49.847
PREVIO ALUMBRADO P.	(t)=(o)-(p)	301.778.718	51.965	301.778.718	51.965
Ventas alumbrado público	(u)	32.642.258	7.425	32.642.258	7.425
Pérdidas técnicas alumbrado	(v)	603.609	149	603.609	149

FLUJO FISICO Y DISPONIBILIDADES

EMPRESA	CENTROSUR
PERIODO DE ESTUDIO	2001 - 2002

		Energía y Potencia propias		Energía y Potencia total	
		Energía kWh	Potenola kW	Energía kWh	Potenola kW
PREVIO PARA CLIENTES	$(w)=(t)-(u)-(v)$	268.532.851	44.391	268.532.851	44.391
Ventas en Baja	(x)	241.010.278	39.186	241.010.278	39.186
PT Acom.+PNT BT+Pno Acept.	$(y)=(w)-(x)$	27.522.573	5.205	27.522.573	5.205
PÉRDIDAS NO ACEPTADAS C.	$(z)=(w)-(q)-(r)-(x)$	16.742.380	3.087	16.742.380	3.087

TABLA 4.15.- Flujo Físico para la Empresa Eléctrica Regional CentroSur S.A. Período 2001 – 2002.

En el cuadro anterior se ha desarrollado dos tipos de flujos físicos, en el primer caso no se ha considerado la cantidad de energía y potencia asignada para grandes consumidores, es decir, se ha trabajado solo con la disponibilidad propia de la empresa; en tanto que, en el segundo caso se tiene la disponibilidad total de energía y potencia de la empresa distribuidora.

4.5.3 ALGORITMO DE CÁLCULO: ANUALIDADES Y REDISTRIBUCIÓN DE ANUALIDADES.-

En términos económicos, en una inversión el valor de la anualidad representa la depreciación y la rentabilidad cuando la tasa a la que se evalúa es diferente de cero; en tanto que, cuando la tasa es cero, representa la depreciación lineal, es decir el total del activo dividido para la vida útil. Además, la anualidad es un valor que permite la recuperación de la inversión en un período determinado de tiempo.

Con el fin de determinar el Valor Agregado de Distribución, en el cálculo de las anualidades en cada una de las etapas funcionales de la empresa distribuidora se debe tomar en cuenta los siguientes datos:

- El valor de activos asignados a cada etapa funcional,
- La vida útil establecida para cada etapa funcional; y,
- La tasa de descuento.

La expresión que se utiliza para el cálculo de la anualidad está dada por:

$$A = K \cdot \left[\frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \right]$$

DONDE:

A = Anualidad
 K = Valor de activos
 i = Tasa de descuento
 n = Vida útil de activos

En el caso de los activos asignados en el cálculo del Valor Agregado de Distribución 2002 – 2003, para la Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A. se tienen los siguientes valores de anualidades:

Ejemplo de cálculo:

Anualidad de líneas de subtransmisión

i = 7.5 %

n = 30

K = 7175779 US\$; Activos asignados Líneas de Subtransmisión

$$A = K \cdot \left[\frac{\left[1 + \left(\frac{i}{100} \right) \right]^n \cdot \frac{i}{100}}{\left[1 + \left(\frac{i}{100} \right) \right]^n - 1} \right]$$

A = 607582.08 US\$; Anualidad de Líneas de Subtransmisión

Cuadro resumen:

	Activo en servicio	Vida útil	Anualidad
		Años	US\$
Líneas de Subtransmisión	7.175.779	30	607.582
S/E de Distribución	18.478.291	30	1.564.580
Alimentadores Primarios	29.800.951	25	2.673.463
Transformadores de Distribución	9.093.292	25	815.765
Redes Secundarias	41.302.262	25	3.705.254
Alumbrado Público	3.802.504	20	372.996
Instalaciones de Servicio al Cliente	19.306.359	15	2.187.164
Instalaciones Generales	14.504.812	10	2.113.147
TOTALES	143.464.250		14.039.951

TABLA 4.16.- Anualidades por etapa funcional para la Empresa Eléctrica Regional CentroSur S.A. Período 2001 – 2002.

La anualidad calculada para los activos de Instalaciones Generales, se redistribuye, en forma proporcional, para el resto de etapas funcionales debido a que en este rubro de activos está considerado elementos que no son directamente asignables a una etapa funcional en particular.

La redistribución de la anualidad de Instalaciones Generales está dada por la siguiente expresión:

$$A_{ETAPAreD} = A_{ETAPA} + \left[A_{INSTGEN} \cdot \left(\frac{A_{ETAPA}}{A_{TOTAL} - A_{INSTGEN}} \right) \right]$$

Donde:

A_{ETAPA} = Anualidad de cualquier etapa excepto Instalaciones Generales

$A_{INSTGEN}$ = Anualidad de Instalaciones Generales

A_{TOTAL} = Anualidad Total

De la expresión anterior, se puede establecer que el incremento en la anualidad de cada etapa funcional es equivalente a la proporción de la anualidad de Instalaciones Generales, considerando el peso de la anualidad de la etapa respecto de la suma total de anualidades sin considerar la anualidad que se está redistribuyendo.

Para el caso de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A. la redistribución de la anualidad de Instalaciones generales se la realiza de la siguiente manera:

Ejemplo de cálculo:

Redistribución a la etapa de líneas de subtransmisión:

$A_{Lineas} := 607582.08$ US\$

$A_{InstGenerales} := 2113146.99$ US\$

$A_{Total} = 14039951.13$ US\$

$$A_{LineasRedistribuida} = A_{Lineas} + \left[A_{InstGenerales} \cdot \left(\frac{A_{Lineas}}{A_{Total} - A_{InstGenerales}} \right) \right]$$

$A_{LineasRedistribuida} = 715231.22$ US\$

Cuadro resumen:

	Activo en servicio	Anualidad	
		Anualidad	Anualidad redistribuid.
		US\$	US\$
Lineas de Subtransmisión	7.175.779	607.582	715.231
S/E de Distribución	18.478.291	1.564.580	1.841.786
Alimentadores Primarios	29.800.951	2.673.463	3.147.138
Transformadores de Distribución	9.093.292	815.765	960.300
Redes Secundarias	41.302.262	3.705.254	4.361.737
Alumbrado Público	3.802.504	372.996	439.082
Instalaciones de Servicio al Cliente	19.306.359	2.187.164	2.574.678
Instalaciones Generales	14.504.812	2.113.147	0
TOTALES	143.464.250	14.039.951	14.039.951

TABLA 4.17.- Redistribución de la anualidad de Instalaciones Generales para la Empresa Eléctrica Regional CentroSur S.A. Período 2001 – 2002.

De acuerdo con los resultados obtenidos, cabe resaltar que la sumatoria total de los valores de anualidades redistribuidas debe ser igual a la suma total de las anualidades sin redistribuir.

4.5.4 ALGORITMO DE CÁLCULO: REDISTRIBUCIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.-

Los costos de operación y mantenimiento, al igual que los activos, son asignados por etapa funcional, en consecuencia, se tiene un rubro del total de los costos asignado a Instalaciones generales por lo que es necesario redistribuirlo entre todas las etapas funcionales restantes, para lo cual se utiliza el mismo criterio empleado en la redistribución de anualidades. Es así que la expresión para la redistribución de los costos de operación y mantenimiento está dada por:

$$COyM_{ETAP. Red} = COyM_{ETAPA} + \left[COyM_{INSTGEN} \cdot \left(\frac{COyM_{ETAPA}}{COyM_{TOTAL} - COyM_{INSTGEN}} \right) \right]$$

Donde:

$COyM_{ETAPA}$ = Costo de Operación y mantenimiento de cualquier etapa excepto Instalaciones Generales

$COyM_{INSTGEN}$ = Costo de Operación y mantenimiento de Instalaciones Generales

$COyM_{TOTAL}$ = Costo de Operación y mantenimiento Total

Para el caso de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A. la redistribución de los costos de operación y mantenimiento de Instalaciones generales se la realiza de la siguiente manera:

Ejemplo de cálculo:

Redistribución a la etapa de líneas de subtransmisión:

COyMLineas := 176896 US\$

COyMInstGen := 1929162 US\$

COyMTotal := 4853900 US\$

$$\text{COyMLineasRed} := \text{COyMLineas} + \left[\text{COyMInstGen} \cdot \left(\frac{\text{COyMLineas}}{\text{COyMTotal} - \text{COyMInstGen}} \right) \right]$$

COyMLineasRed = 293577 US\$

Cuadro resumen:

	CO&M US\$	CO&M redistribuid. US\$
Líneas de Subtransmisión	176.896	293.577
S/E de Distribución	321.508	533.575
Alimentadores Primarios	583.959	969.139
Transformadores de Distribución	96.508	160.165
Redes Secundarias	528.571	877.217
Alumbrado Público	160.388	266.180
Instalaciones de Servicio al Cliente	318.778	529.044
Instalaciones Generales	1.929.162	0
Comercialización	738.130	1.225.002
TOTALES	4.853.900	4.853.900

TABLA 4.18.- Redistribución del costo de operación y mantenimiento de Instalaciones Generales para la Empresa Eléctrica Regional CentroSur S.A. Período 2001 – 2002.

Una vez que se ha realizado el proceso de redistribución tanto de anualidades como de los costos de operación y mantenimiento se pueden establecer los costos totales del servicio en cada etapa funcional, aplicando la siguiente expresión:

$$\text{CostoTotal}_{\text{ETAPA}} := \text{Anualidad}_{\text{ETAPA}} + \text{COyM}_{\text{ETAPA}}$$

Para el caso de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A. los costos totales de cada etapa funcional son los siguientes:

Ejemplo de cálculo:

Costo Total de la etapa de líneas de subtransmisión:

$$\text{CostoTotalLineas} := \text{ALineasRedistribuida} + \text{COyMLineasRed}$$

$$\text{CostoTotalLineas} = 1008808 \quad \text{US\$}$$

Cuadro resumen:

	CO&M redistribuid.	Anualidad redistribuid.	Costo Total	Estructura Porcentual
	US\$	US\$	US\$	
Lineas de Subtransmisión	293.577	715.231	1.008.808	5,34%
S/E de Distribución	533.575	1.841.786	2.375.361	12,57%
Alimentadores Primarios	969.139	3.147.138	4.116.277	21,79%
Transformadores de Distribución	160.165	960.300	1.120.464	5,93%
Redes Secundarias	877.217	4.361.737	5.238.954	27,73%
Alumbrado Público	266.180	439.082	705.262	3,73%
Instalaciones de Servicio al Cliente	529.044	2.574.678	3.103.722	16,43%
Instalaciones Generales	0	0	0	0,00%
Comercialización	1.225.002		1.225.002	6,48%
TOTALES	4.853.900	14.039.951	18.893.851	100,00%

TABLA 4.19.- Costo Total por etapa funcional para la Empresa Eléctrica Regional CentroSur S.A. Periodo 2001 – 2002.

4.5.5 ALGORITMO DE CÁLCULO: MATRIZ DE TRANSACCIONES Y COSTOS UNITARIOS.-

La parte esencial de esta metodología de cálculo del Valor Agregado de Distribución constituye la matriz de transacciones, pues es aquí donde se interrelaciona la información física con la información económica, con el propósito de obtener los costos unitarios de potencia y energía en cada una de las etapas funcionales de la empresa distribuidora y peajes de potencia para los grandes consumidores. Además, en la matriz de transacciones se puede observar el flujo de los costos y de los ingresos a lo largo de la cadena de valor ya sea por ventas o entregas.

Para la descripción de la matriz de transacciones se detallará paso a paso las operaciones y se utilizará los datos correspondientes al estudio

2001 - 2002 de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A., como ejemplo de cálculo:

ETAPA UNO: Datos Iniciales.- Los puntos de partida de la matriz de transacciones son:

- ✓ La disponibilidad propia de energía y potencia de la empresa; y,
- ✓ Los costos de compra de potencia y energía correspondientes a estas disponibilidades.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

DisponibilidadPropiaEnergia	= 448100847	kWh
DisponibilidadPropiaPotencia	= 89733	kW
CostoEnergia	= 20212737	US\$
CostoPotencia	= 6137737	US\$

En primer lugar, se considera el costo de pérdidas en energía y potencia no aceptadas como una venta efectiva de potencia y energía de la empresa, por lo tanto, en la matriz de transacciones estos rubros representan ingresos que aún cuando no son efectivos, deben ser deducidos de los costos iniciales.

De este criterio se desprende que, entre más altos sean los porcentajes de pérdidas no aceptadas que la empresa distribuidora presente, más altos serán los ingresos que deja de percibir por concepto de ventas. Esta es una forma de sancionar la ineficiencia de la empresa de distribución, ya sea en su equipamiento e instalaciones, o ya sea en su falta de control y supervisión de sus clientes.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\begin{aligned} \text{PerdidasEnergia2} &= 754152 && \text{US\$} \\ \text{PerdidasPotencia2} &= 346751 && \text{US\$} \\ \text{CostoEnergia1} &:= \text{CostoEnergia} - \text{PerdidasEnergia2} \\ \text{CostoEnergia1} &= 19458585 && \text{US\$} \\ \text{CostoPotencia1} &:= \text{CostoPotencia} - \text{PerdidasPotencia2} \\ \text{CostoPotencia1} &= 5790986 && \text{US\$} \end{aligned}$$

Luego, al costo de potencia resultantes se adiciona el costo de compra de transmisión, en tanto que, en la parte física se considera la energía y potencia total recibida por la empresa, es decir, se incluye la energía y potencia recibida para los grandes consumidores.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\begin{aligned} \text{EntregasEnergia} &:= 118048029 && \text{kWh} \\ \text{EntregasPotencia} &:= 21881 && \text{kW} \\ \text{CostoTotalTransmision} &:= 3419457.56 && \text{US\$} \\ \text{DisponibilidadTotalEnergia} &:= \text{DisponibilidadPropiaEnergia} + \text{EntregasEnergia} \\ \text{DisponibilidadTotalEnergia} &= 566148876 && \text{kWh} \\ \text{DisponibilidadTotalPotencia} &:= \text{DisponibilidadPropiaPotencia} + \text{EntregasPotencia} \\ \text{DisponibilidadTotalPotencia} &= 111614 && \text{kW} \\ \text{CostoEnergia2} &:= \text{CostoEnergia1} \\ \text{CostoEnergia2} &= 19458585 && \text{US\$} \\ \text{CostoPotencia2} &:= \text{CostoPotencia1} + \text{CostoTotalTransmision} \\ \text{CostoPotencia2} &= 9210443 && \text{US\$} \end{aligned}$$

Los dos últimos valores de costos, tanto de energía como de potencia, constituyen los costos hacia la próxima etapa. Adicionalmente, en función de estos costos resultantes y de las disponibilidades propias se calcula los costos unitarios de potencia y energía que en esta etapa garantizan la recuperación de dichos costos.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{CostoUnitarioEnergia1} := \frac{\text{CostoEnergia2} \cdot 100}{\text{DisponibilidadPropiaEnergia}}$$

$$\text{CostoUnitarioEnergia1} = 4.34246 \quad \frac{\text{US}\epsilon}{\text{kWh}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia1} = \frac{\text{CostoPotencia2}}{\text{DisponibilidadPropiaPotencia}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia1} = 102.64 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}}$$

ETAPA DOS: Líneas de Subtransmisión.- Para los cálculos en esta etapa se requiere de los siguientes valores:

- ✓ Disponibilidad propia y total de potencia y energía en líneas de subtransmisión, obtenidas en el flujo físico.
- ✓ Ventas de energía y potencia en alta tensión.
- ✓ Entregas de potencia y energía a grandes consumidores en líneas de subtransmisión.
- ✓ Costo a próxima etapa en potencia y energía.
- ✓ Anualidad redistribuida de líneas de subtransmisión.
- ✓ Costos de operación y mantenimiento redistribuidos de líneas de subtransmisión.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{DisponibilidadPropiaEnergia1} = 441810817 \quad \text{kWh}$$

$$\text{DisponibilidadPropiaPotencia1} = 88114 \quad \text{kW}$$

$$\text{DisponibilidadTotalEnergia1} = 559858846 \quad \text{kWh}$$

$$\text{DisponibilidadTotalPotencia1} = 109995 \quad \text{kW}$$

$$\text{CostoEnergia2} = 19458585 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoPotencia2} = 9210443 \quad \text{US\$}$$

En primer lugar, se calculan los costos acumulados considerando los costos de la etapa anterior y los costos de la etapa de líneas. En el caso de

los costos de potencia de la etapa de líneas de subtransmisión se asignan la anualidad y costos de operación y mantenimiento de esta etapa redistribuidos, los mismos que se adicionan al costo de potencia de la etapa anterior, debido a que los costos asignados de potencia son considerados fijos. Mientras que, en el caso de los costos de energía de la etapa son cero pues los costos asociados a la energía se consideran costos variables.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$ALineasRedistribuida = 715231.22 \text{ US\$}$$

$$COyMLineasRed = 293577 \text{ US\$}$$

$$\text{CostoEtapaLineas} := ALineasRedistribuida + COyMLineasRed$$

$$\text{CostoEtapaLineas} = 1008808 \text{ US\$}$$

$$\text{CostoEnergia3} := \text{CostoEnergia2}$$

$$\text{CostoEnergia3} = 19458585 \text{ US\$}$$

$$\text{CostoPotencia3} := \text{CostoPotencia2} + \text{CostoEtapaLineas}$$

$$\text{CostoPotencia3} = 10219251 \text{ US\$}$$

En esta etapa funcional se tiene dos rubros que se los considera ingresos, los ingresos por ventas en alta tensión a clientes regulados y los ingresos por transporte de la potencia de los grandes consumidores en líneas o lado de alta de transformadores de subestaciones.

Para determinar el ingreso por el transporte de potencia de grandes consumidores se calcula, previamente, el valor del peaje en líneas de subtransmisión, que está dado por el costo de potencia de la etapa de líneas y la disponibilidad total en líneas. Luego, el ingreso por peaje en líneas se determina tomando en cuenta el peaje de líneas y la entrega de potencia hecha.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{PeajeLineas} := \frac{\text{CostoEtapaLineas}}{\text{DisponibilidadTotalPotencia1}}$$

$$\text{PeajeLineas} = 9.17 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}}$$

$$\text{EntregaPotenciaLineas} := 13569 \quad \text{kW}$$

$$\text{IngresoPeajeLineas} := \text{EntregaPotenciaLineas} \cdot \text{PeajeLineas}$$

$$\text{IngresoPeajeLineas} = 124447 \quad \text{US\$}$$

Previo al cálculo de los ingresos por ventas de potencia y energía en alta tensión, se debe determinar los costos unitarios de potencia y energía a los que se debe realizar las ventas, para lo cual se debe tomar en cuenta la disponibilidad propia de energía y potencia, los ingresos por peajes en líneas y los costos acumulados hasta esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{CostoUnitarioEnergia2} := \frac{\text{CostoEnergia3} \cdot 100}{\text{DisponibilidadPropiaEnergia1}}$$

$$\text{CostoUnitarioEnergia2} = 4.40428 \quad \frac{\text{US¢}}{\text{kWh}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia2} = \frac{\text{CostoPotencia3} - \text{IngresoPeajeLineas}}{\text{DisponibilidadPropiaPotencia1}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia2} = 114.57 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}}$$

Una vez establecidos los costos unitarios de energía y potencia para esta etapa funcional se determina los ingresos por ventas en alta tensión, con el propósito de establecer los costos hacia la próxima etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{VentasEnergiaAT} = 0 \quad \text{kWh}$$

$$\text{VentasPotenciaAT} = 0 \quad \text{kW}$$

$$\text{IngresoVentasEnergiaAT} := \text{VentasEnergiaAT} \cdot \frac{\text{CostoUnitarioEnergia2}}{100}$$

$$\text{IngresoVentasEnergiaAT} = 0 \quad \text{US\$}$$

$$\text{IngresoVentasPotenciaAT} = \text{VentasPotenciaAT} \cdot \text{CostoUnitarioPotencia2}$$

$$\text{IngresoVentasPotenciaAT} = 0 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoEnergia4} = \text{CostoEnergia3} - \text{IngresoVentasEnergiaAT}$$

$$\text{CostoEnergia4} = 19458585 \quad \text{US\$} \quad ; \text{ Costo a próxima etapa}$$

$$\text{CostoPotencia4} = \text{CostoPotencia3} - \text{IngresoVentasPotenciaAT} - \text{IngresoPeajeLineas}$$

$$\text{CostoPotencia4} = 10094805 \quad \text{US\$} \quad ; \text{ Costo a próxima etapa}$$

ETAPA TRES: Subestaciones de subtransmisión.- Para los cálculos en esta etapa funcional se requiere de los siguientes valores:

- ✓ Disponibilidad total de potencia y energía en subestaciones de subtransmisión, obtenidas en el flujo físico.
- ✓ Entregas de potencia y energía a grandes consumidores en subestaciones de subtransmisión, barras del lado de baja tensión.
- ✓ Costo a próxima etapa en potencia y energía.
- ✓ Anualidad redistribuida de subestaciones de subtransmisión.
- ✓ Costos de operación y mantenimiento redistribuidos de subestaciones de subtransmisión.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{DisponibilidadTotalEnergia2} = 480928246 \quad \text{kWh}$$

$$\text{DisponibilidadTotalPotencia2} = 96042 \quad \text{kW}$$

$$\text{CostoEnergia4} = 19458585 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoPotencia4} = 10094805 \quad \text{US\$}$$

Inicialmente, se calculan los costos acumulados hasta esta etapa, considerando los costos de la etapa anterior y los costos de la etapa de subestaciones. En el caso de los costos acumulados de potencia de la etapa de subestaciones de subtransmisión están dados por los costos de potencia a próxima etapa de líneas más la anualidad y costos de operación y mantenimiento de esta etapa redistribuidos. En tanto que, los costo de potencia de la etapa de subestaciones están dados por los costo de potencia de la etapa de líneas más la anualidad y costos de operación y manteni-

miento de esta etapa redistribuidos y disminuidos por los ingresos por peaje de líneas. Mientras que, en el caso de los costos de energía de la etapa de subestaciones de subtransmisión son cero.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$ASERedistribuida = 1841786 \quad \text{US\$}$$

$$COyMSERed = 533575 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoEtapaSE} = \text{CostoEtapaLineas} + ASERedistribuida + COyMSERed - \text{IngresoPeajeLineas}$$

$$\text{CostoEtapaSE} = 3259722 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoEnergia5} = \text{CostoEnergia4}$$

$$\text{CostoEnergia5} = 19458585 \quad \text{US\$} \quad ; \text{ Costo acumulado}$$

$$\text{CostoPotencia5} = \text{CostoPotencia4} + ASERedistribuida + COyMSERed$$

$$\text{CostoPotencia5} = 12470166 \quad \text{US\$} \quad ; \text{ Costo acumulado}$$

En esta etapa funcional se tiene un solo rubro que se lo considera ingreso, que es el ingreso por transporte de la potencia de los grandes consumidores hasta subestaciones o lado de baja de transformadores de subestaciones.

Para determinar este ingreso se establece, previamente, el valor del peaje en subestaciones de subtransmisión, que está dado por el costo de potencia de la etapa de subestaciones y la disponibilidad total en subestaciones. Luego, el ingreso por peaje en esta etapa se determina tomando en cuenta el peaje calculado y la entrega de potencia hecha.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{PeajeSE} = \frac{\text{CostoEtapaSE}}{\text{DisponibilidadTotalPotencia2}}$$

$$\text{PeajeSE} = 33.94 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} \cdot \text{año}}$$

$$\text{EntregaPotenciaSE} = 5645 \quad \text{kW}$$

$$\text{IngresoPeajeSE} = \text{EntregaPotenciaSE} \cdot \text{PeajeSE}$$

$$\text{IngresoPeajeSE} = 191595 \quad \text{US\$}$$

Aún cuando en esta etapa funcional no se tiene un rubro de ventas de potencia y energía, se puede determinar sus costos unitarios, para lo cual se debe tomar en cuenta la disponibilidad total de energía y potencia y los costos acumulados hasta esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{CostoUnitarioEnergia3} := \frac{\text{CostoEnergia5} \cdot 100}{\text{DisponibilidadTotalEnergia2}}$$

$$\text{CostoUnitarioEnergia3} = 4.04605 \quad \frac{\text{US}\phi}{\text{kWh}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia3} := \frac{\text{CostoPotencia5}}{\text{DisponibilidadTotalPotencia2}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia3} = 129.84 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} \cdot \text{año}}$$

Finalmente, se establecen los costos para la próxima etapa, en función de los costos acumulados hasta esta etapa y los ingresos por peajes.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{CostoEnergia6} = \text{CostoEnergia5}$$

$$\text{CostoEnergia6} = 19458585 \quad \text{US\$} \quad ; \text{ Costo a próxima etapa}$$

$$\text{CostoPotencia6} = \text{CostoPotencia5} - \text{IngresoPeajeSE}$$

$$\text{CostoPotencia6} = 12278571 \quad \text{US\$} \quad ; \text{ Costo a próxima etapa}$$

ETAPA CUATRO: Alimentadores Primarios.- Para desarrollar los cálculos en esta etapa, como punto de partida, se requiere de los siguientes valores:

- ✓ Disponibilidad propia y total de potencia y energía en alimentadores primarios, obtenidas en el flujo físico.
- ✓ Ventas de energía y potencia en media tensión.

- ✓ Entregas de potencia y energía a grandes consumidores en alimentadores primarios.
- ✓ Costo a próxima etapa en potencia y energía, provenientes de la etapa anterior.
- ✓ Anualidad redistribuida de alimentadores primarios.
- ✓ Costos de operación y mantenimiento redistribuidos de alimentadores primarios.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

DisponibilidadPropiaEnergia2 := 432814459 kWh

DisponibilidadPropiaPotencia2 := 86299 kW

DisponibilidadTotalEnergia3 = 450018669 kWh

DisponibilidadTotalPotencia3 = 88966 kW

CostoEnergia7 := CostoEnergia6

CostoEnergia7 = 19458584.86 US\$

CostoPotencia7 = CostoPotencia6

CostoPotencia7 = 12278571 US\$

De similar forma que en las etapas precedente, inicialmente, se calculan los costos acumulados hasta esta etapa considerando los costos de la etapa anterior y los costos de la etapa de alimentadores primarios. Para los costos acumulados de potencia de alimentadores primarios se asignan la anualidad y costos de operación y mantenimiento de esta etapa redistribuidos, adicionándolos a los costos a próxima etapa anteriores. Mientras que, en el caso de los costos acumulados de energía se asigna los costos a próxima etapa anteriores.

Los costo de potencia de la etapa de alimentadores primarios están dados por los costo de potencia de la etapa de subestaciones más la anualidad y costos de operación y mantenimiento de esta etapa redistribuidos y disminuidos por los ingresos por peaje de subestaciones. Mientras que, en

el caso de los costos de energía de la etapa de alimentadores primarios son cero.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$A_{\text{PrimariosRed}} = 3147138 \quad \text{US\$}$$

$$CO_{\text{yMPrimariosRed}} = 969139 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoEtapaPrimarios} = \text{CostoEtapaSE} + A_{\text{PrimariosRed}} + CO_{\text{yMPrimariosRed}} - \text{IngresoPeajeSE}$$

$$\text{CostoEtapaPrimarios} = 7184405 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoEnergia8} = \text{CostoEnergia7}$$

$$\text{CostoEnergia8} = 19458585 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoPotencia8} = \text{CostoPotencia7} + A_{\text{PrimariosRed}} + CO_{\text{yMPrimariosRed}}$$

$$\text{CostoPotencia8} = 16394848 \quad \text{US\$}$$

Para esta etapa funcional se tiene dos rubros considerados como ingresos, los ingresos por ventas en media tensión a clientes regulados y los ingresos por transporte de la potencia de los grandes consumidores en alimentadores primarios.

El ingreso por el transporte de potencia de grandes consumidores está dado por el valor del peaje en alimentadores primarios, que se lo determina por medio del costo de potencia de la etapa de alimentadores primarios y la disponibilidad total en esta etapa. Luego, el valor del ingreso se calcula tomando en cuenta el peaje de líneas y la entrega de potencia hecha.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{PeajePrimarios} = \frac{\text{CostoEtapaPrimarios}}{\text{DisponibilidadTotalPotencia3}}$$

$$\text{PeajePrimarios} = 80.75 \frac{\text{USD}}{\text{kW} \cdot \text{año}}$$

$$\text{EntregaPotenciaPrimarios} = 2667 \quad \text{kW}$$

$$\text{IngresoPeajePrimarios} = \text{EntregaPotenciaPrimarios} \cdot \text{PeajePrimarios}$$

$$\text{IngresoPeajePrimarios} = 215372 \quad \text{US\$}$$

Para el cálculo de los ingresos por ventas de potencia y energía en media tensión, se debe determinar los costos unitarios de potencia y energía a los que se debe realizar dichas ventas, para lo cual se debe tomar en cuenta la disponibilidad propia de energía y potencia, los ingresos por peajes en líneas y los costos acumulados hasta esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\begin{aligned} \text{CostoUnitarioEnergia4} & := \frac{\text{CostoEnergia8} \cdot 100}{\text{DisponibilidadPropiaEnergia2}} \\ \text{CostoUnitarioEnergia4} & = 4.49583 \quad \frac{\text{US}\phi}{\text{kWh}} \\ \text{CostoUnitarioPotencia4} & := \frac{\text{CostoPotencia8} - \text{IngresoPeajePrimarios}}{\text{DisponibilidadPropiaPotencia2}} \\ \text{CostoUnitarioPotencia4} & = 187.48 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}} \end{aligned}$$

Una vez establecidos los costos unitarios de energía y potencia para esta etapa funcional se determina los ingresos por ventas en media tensión. Con el propósito de establecer los costos hacia la próxima etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{VentasEnergiaMT} := 116710868 \quad \text{kWh}$$

$$\text{VentasPotenciaMT} := 30788 \quad \text{kW}$$

$$\text{IngresoVentasEnergiaMT} := \text{VentasEnergiaMT} \cdot \frac{\text{CostoUnitarioEnergia4}}{100}$$

$$\text{IngresoVentasEnergiaMT} = 5247118 \quad \text{US\$}$$

$$\text{IngresoVentasPotenciaMT} := \text{VentasPotenciaMT} \cdot \text{CostoUnitarioPotencia4}$$

$$\text{IngresoVentasPotenciaMT} = 5772184 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoEnergia9} := \text{CostoEnergia8} - \text{IngresoVentasEnergiaMT}$$

$$\text{CostoEnergia9} = 14211467 \quad \text{US\$} \quad ; \text{ Costo a próxima etapa}$$

$$\text{CostoPotencia9} := \text{CostoPotencia8} - \text{IngresoVentasPotenciaMT} - \text{IngresoPeajePrimarios}$$

$$\text{CostoPotencia9} = 10407292 \quad \text{US\$} \quad ; \text{ Costo a próxima etapa}$$

ETAPA CINCO: Transformadores de Distribución.- Para los cálculos en esta etapa funcional se requiere de los siguientes valores:

- ✓ Disponibilidad total de potencia y energía en transformadores de distribución, obtenidas en el flujo físico.
- ✓ Costo a próxima etapa en potencia y energía, provenientes de la etapa anterior.
- ✓ Anualidad redistribuida de transformadores de distribución.
- ✓ Costos de operación y mantenimiento redistribuidos de transformadores de distribución.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

DisponibilidadTotalEnergia4 = 307863059 kWh

DisponibilidadTotalPotencia4 := 53470 kW

CostoEnergial0 := CostoEnergia9

CostoEnergial0 = 14211467 US\$

CostoPotencial0 := CostoPotencia9

CostoPotencial0 = 10407292 US\$

Al igual que las etapas anteriores, previamente, se calculan los costos acumulados hasta esta etapa. Es así que en el caso de los costos acumulados de potencia de la etapa de trafos están dados por los costos de potencia a próxima etapa de primarios más la anualidad y costos de operación y mantenimiento de esta etapa redistribuidos. En tanto que, los costo de potencia de la etapa de trafos están dados por los costo de potencia de la etapa de primarios más la anualidad y costos de operación y mantenimiento de esta etapa redistribuidos. Mientras que, en el caso de los costos de energía de la etapa de trafos son cero.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$ATrafosRed := 960300 \quad \text{US\$}$$

$$COyMTrafosRed := 160165 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoEtapaTrafos} := \text{CostoEtapaPrimarios} + ATrafosRed + COyMTrafosRed - \text{IngresoPeajePrimarios}$$

$$\text{CostoEtapaTrafos} = 8089497 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoEnergia11} := \text{CostoEnergia10}$$

$$\text{CostoEnergia11} = 14211467 \quad \text{US\$} \quad ; \text{Costo acumulado}$$

$$\text{CostoPotencia11} := \text{CostoPotencia10} + ATrafosRed + COyMTrafosRed$$

$$\text{CostoPotencia11} = 11527757 \quad \text{US\$} \quad ; \text{Costo acumulado}$$

Aún cuando esta etapa funcional no se tiene registro de entregas de potencia a los grandes consumidores se puede determinar el valor del peaje correspondiente a transformadores de distribución, que está dado por el costo de potencia y la disponibilidad total en esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{PeajeTrafos} := \frac{\text{CostoEtapaTrafos}}{\text{DisponibilidadTotalPotencia4}}$$

$$\text{PeajeTrafos} = 151.29 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}}$$

En igual forma, en esta etapa funcional no se tiene un rubro de ventas de potencia y energía; sin embargo, es factible determinar sus costos unitarios, para lo cual se debe tomar en cuenta la disponibilidad total de energía y potencia y los costos acumulados hasta esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{CostoUnitarioEnergia5} = \frac{\text{CostoEnergia11} \cdot 100}{\text{DisponibilidadTotalEnergia4}}$$

$$\text{CostoUnitarioEnergia5} = 4.61617 \quad \frac{\text{US¢}}{\text{kWh}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia5} := \frac{\text{CostoPotencia11}}{\text{DisponibilidadTotalPotencia4}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia5} = 215.59 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}}$$

Finalmente, se establecen los costos para la próxima etapa, en función de los costos acumulados hasta esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{CostoEnergia12} := \text{CostoEnergia11}$$

$$\text{CostoEnergia12} = 14211467 \quad \text{US\$} \quad ; \text{ Costo a próxima etapa}$$

$$\text{CostoPotencia12} := \text{CostoPotencia11}$$

$$\text{CostoPotencia12} = 11527757 \quad \text{US\$} \quad ; \text{ Costo a próxima etapa}$$

ETAPA SEIS: Redes Secundarias.- Los cálculos a realizarse en esta etapa funcional requieren de los siguientes valores:

- ✓ Disponibilidad total de potencia y energía en redes secundarias (previo para alumbrado público), obtenidas en el flujo físico.
- ✓ Costo a próxima etapa en potencia y energía, provenientes de la etapa anterior.
- ✓ Anualidad redistribuida de redes secundarias.
- ✓ Costos de operación y mantenimiento redistribuidos de redes secundarias.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{DisponibilidadTotalEnergia5} := 301778718 \quad \text{kWh}$$

$$\text{DisponibilidadTotalPotencia5} := 51965 \quad \text{kW}$$

$$\text{CostoEnergia12} := \text{CostoEnergia11}$$

$$\text{CostoEnergia12} = 14211467 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoPotencia12} := \text{CostoPotencia11}$$

$$\text{CostoPotencia12} = 11527757 \quad \text{US\$}$$

En esta etapa, previamente, se calculan los costos acumulados hasta esta etapa. Para los costos acumulados de potencia de la etapa de secundarios están dados por los costos de potencia a próxima etapa de transformadores más la anualidad y costos de operación y mantenimiento de

esta etapa redistribuidos. En tanto que, los costo de potencia de la etapa de secundarios están dados por los costo de potencia de la etapa de trafos más la anualidad y costos de operación y mantenimiento de esta etapa redistribuidos. Mientras que, en el caso de los costos de energía de la etapa de secundarios son cero.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\begin{aligned} ASecRed & := 4361737 && \text{US\$} \\ COyMSecRed & := 877217 && \text{US\$} \\ \text{CostoEtapaSec} & := \text{CostoEtapaTrafos} + ASecRed + COyMSecRed \\ \text{CostoEtapaSec} & = 13328451 && \text{US\$} \\ \text{CostoEnergia13} & := \text{CostoEnergia12} \\ \text{CostoEnergia13} & = 14211467 && \text{US\$} \quad ; \text{Costo acumulado} \\ \text{CostoPotencia13} & := \text{CostoPotencia12} + ASecRed + COyMSecRed \\ \text{CostoPotencia13} & = 16766711 && \text{US\$} \quad ; \text{Costo acumulado} \end{aligned}$$

A pesar de que, en esta etapa funcional no se realizan entregas de potencia a los grandes consumidores se puede determinar el valor del peaje correspondiente a redes secundarias, que está dado por el costo de potencia y la disponibilidad total en esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\begin{aligned} \text{PeajeSec} & := \frac{\text{CostoEtapaSec}}{\text{DisponibilidadTotalPotencia5}} \\ \text{PeajeSec} & = 256.49 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}} \end{aligned}$$

De la misma manera, en esta etapa funcional no se tiene un rubro de ventas de potencia y energía; sin embargo, es factible determinar sus costos unitarios, para lo cual se debe considerar la disponibilidad total de energía y potencia y los costos acumulados hasta esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{CostoUnitarioEnergia6} := \frac{\text{CostoEnergia13} \cdot 100}{\text{DisponibilidadTotalEnergia5}}$$

$$\text{CostoUnitarioEnergia6} = 4.70923 \quad \frac{\text{US¢}}{\text{kWh}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia6} := \frac{\text{CostoPotencia13}}{\text{DisponibilidadTotalPotencia5}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia6} = 322.65 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}}$$

Finalmente, se establecen los costos para la próxima etapa, en función de los costos acumulados hasta esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{CostoEnergia14} := \text{CostoEnergia13}$$

$$\text{CostoEnergia14} = 14211467 \quad \text{US\$} \quad ; \text{ Costo a próxima etapa}$$

$$\text{CostoPotencia14} := \text{CostoPotencia13}$$

$$\text{CostoPotencia14} = 16766711 \quad \text{US\$} \quad ; \text{ Costo a próxima etapa}$$

ETAPA SIETE: Clientes de Baja Tensión y Alumbrado Público.- En esta etapa se realiza un tratamiento especial para la determinación de los costos unitarios para clientes y alumbrado público, sobretodo, en la asignación de las pérdidas, tanto de potencia como de energía. Es así que, los cálculos a realizarse requieren de los siguientes valores:

- ✓ Ventas de potencia y energía de clientes en baja tensión y para alumbrado público, obtenidas en el flujo físico.
- ✓ Costo a próxima etapa en potencia y energía, provenientes de la etapa anterior.
- ✓ Anualidad redistribuida de alumbrado público.
- ✓ Costos de operación y mantenimiento redistribuidos de alumbrado público.

Para el alumbrado público se asignan las pérdidas técnicas de secundarios y pérdidas técnicas de alumbrado público; mientras que, para los clientes de baja tensión se asignan las pérdidas técnicas de secundarios, las pérdidas técnicas de acometidas y las pérdida no técnicas de baja tensión, tanto en energía como en potencia. A partir de esta consideración se determinan los costos unitarios, de potencia y energía, para clientes y alumbrado público.

ENERGÍA:

En primer lugar, se totaliza el requerimiento de energía para alumbrado público y clientes de baja tensión, es decir, se realiza la sumatoria de las ventas y las pérdidas asignadas a los dos sectores.

El costo unitario de este requerimiento de energía estará dado por la relación entre el costo de energía proveniente de la etapa anterior y el total de energía requerido. Luego, para evaluar los costos a recuperar de cada sector y el costo de las pérdidas de secundarios, que son comunes a los dos, se utiliza el costo unitario calculado anteriormente y la porción de energía correspondiente a cada uno.

El costo ocasionado por las pérdidas de energía en secundarios se prorratea entre el alumbrado público y los clientes de baja tensión de acuerdo con el peso de cada uno respecto del requerimiento total de energía de esta etapa.

Una vez hecha esta repartición de costos, se añade la proporción de costos de las pérdidas de secundarios a los costos recuperados de cada sector. Entonces, los costos unitarios de energía para alumbrado público y clientes de baja tensión estarán dados por la relación entre estos nuevos costos y las ventas de energía de cada sector.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

VentasEnergiaBT := 241010278 kWh

VentasEnergiaAP = 32642258 kWh

PTenergiaSec := 6084341 kWh

PTenergiaAcom := 3193232 kWh

PTAP := 603609 kWh

PNTBT := 7586961 kWh

RequerimientoClientes := VentasEnergiaBT + PTenergiaAcom + PNTBT

RequerimientoClientes = 251790471 kWh

RequerimientoAP := VentasEnergiaAP + PTAP

RequerimientoAP = 33245867 kWh

RequerimientoBT := RequerimientoClientes + RequerimientoAP + PTenergiaSec

RequerimientoBT = 291120679 kWh

CostoUnitarioBT = $\frac{\text{CostoEnergia14}}{\text{RequerimientoBT}}$

CostoUnitarioBT = 0.048816 US\$ / kWh

CostoClientes = RequerimientoClientes · CostoUnitarioBT

CostoClientes = 12291508 US\$

CostoAP := RequerimientoAP · CostoUnitarioBT

CostoAP = 1622944 US\$

CostoPTSec := PTenergiaSec · CostoUnitarioBT

CostoPTSec = 297016 US\$

CostoClientes1 := CostoPTSec · $\frac{\text{CostoClientes}}{\text{CostoClientes} + \text{CostoAP}}$

CostoClientes1 = 262373 US\$

CostoAP1 := CostoPTSec · $\frac{\text{CostoAP}}{\text{CostoClientes} + \text{CostoAP}}$

CostoAP1 = 34643 US\$

CostoClientes2 = CostoClientes + CostoClientes1

CostoClientes2 = 12553880 US\$

CostoAP2 = CostoAP + CostoAP1

CostoAP2 = 1657587 US\$

$$\text{CostoUnitarioClientes} := \frac{\text{CostoClientes2}}{\text{VentasEnergiaBT}}$$

$$\text{CostoUnitarioClientes} = 0.052089 \text{ US\$ / kWh}$$

$$\text{CostoUnitarioAP} := \frac{\text{CostoAP2}}{\text{VentasEnergiaAP}}$$

$$\text{CostoUnitarioAP} = 0.05078 \text{ US\$ / kWh}$$

POTENCIA:

El procedimiento de cálculo y prorrateo de los costos es similar al aplicado en energía, la diferencia radica en que a los costos prorrateados de alumbrado público de deben añadir los valores de anualidad y costos de operación y mantenimiento redistribuidos de alumbrado público.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{VentasPotenciaBT} := 39185 \quad \text{kW}$$

$$\text{VentasPotenciaAP} = 7425 \quad \text{kW}$$

$$\text{PTPotenciaSec} := 1505 \quad \text{kW}$$

$$\text{PTPotenciaAcom} = 790 \quad \text{kW}$$

$$\text{PTPotenciaAP} := 149 \quad \text{kW}$$

$$\text{PNTPotenciaBT} := 1328 \quad \text{kW}$$

$$\text{AAlumbradoRed} = 439082 \quad \text{US\$}$$

$$\text{COyMAPRed} := 266178 \quad \text{US\$}$$

$$\text{RequerimientoClientes} := \text{VentasPotenciaBT} + \text{PTPotenciaAcom} + \text{PNTPotenciaBT}$$

$$\text{RequerimientoClientes} = 41303 \quad \text{kW}$$

$$\text{RequerimientoAP} := \text{VentasPotenciaAP} + \text{PTPotenciaAP}$$

$$\text{RequerimientoAP} = 7574 \quad \text{kW}$$

$$\text{RequerimientoBT} := \text{RequerimientoClientes} + \text{RequerimientoAP} + \text{PTPotenciaSec}$$

$$\text{RequerimientoBT} = 50382 \quad \text{kW}$$

$$\text{CostoUnitarioPotenciaBT} := \frac{\text{CostoPotenciaI4}}{\text{RequerimientoBT} \cdot 12}$$

$$\text{CostoUnitarioPotenciaBT} = 27.73 \quad \text{US\$ / kW-mes}$$

$$\text{CostoClientes} := \text{RequerimientoClientes} \cdot \text{CostoUnitarioPotenciaBT} \cdot 12$$

$$\text{CostoClientes} = 13745295 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoAP} := \text{RequerimientoAP} \cdot \text{CostoUnitarioPotenciaBT} \cdot 12$$

$$\text{CostoAP} = 2520564 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoPTSec} := \text{PTPotenciaSec} \cdot \text{CostoUnitarioPotenciaBT} \cdot 12$$

$$\text{CostoPTSec} = 500851 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoClientes1} := \text{CostoPTSec} \cdot \frac{\text{CostoClientes}}{\text{CostoClientes} + \text{CostoAP}}$$

$$\text{CostoClientes1} = 423239 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoAP1} := \text{CostoPTSec} \cdot \frac{\text{CostoAP}}{\text{CostoClientes} + \text{CostoAP}}$$

$$\text{CostoAP1} = 77612 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoClientes2} = \text{CostoClientes} + \text{CostoClientes1}$$

$$\text{CostoClientes2} = 14168534 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoAP2} := \text{CostoAP} + \text{CostoAP1} + \text{AAlumbradoRed} + \text{COyMAPRed}$$

$$\text{CostoAP2} = 3303436 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostoUnitarioClientes} := \frac{\text{CostoClientes2}}{\text{VentasPotenciaBT} \cdot 12}$$

$$\text{CostoUnitarioClientes} = 30.13 \quad \text{US\$ / kW-mes}$$

$$\text{CostoUnitarioAP} := \frac{\text{CostoAP2}}{\text{VentasPotenciaAP} \cdot 12}$$

$$\text{CostoUnitarioAP} = 37.08 \quad \text{US\$ / kW-mes}$$

4.5.6 ALGORITMO DE CÁLCULO: EL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN Y LA TARIFA MEDIA.-

La tarifa media o precio medio es el valor que abarca todos los costos que demanda el suministro de energía eléctrica, excepto los costos de comercialización, y que se recuperan a través de las ventas de energía.

Básicamente, la tarifa media está constituida por:

1. Precio referencial de generación, PRG,

2. Costo medio de transmisión, TTx; y,
3. Valor Agregado de Distribución, VAD.

Todos los algoritmos de cálculos desarrollados hasta el momento han sido orientados a la determinación del tercer componente de la tarifa media, pues, en los dos primeros la empresa distribuidora no tiene ninguna ingerencia, mientras que, el Valor Agregado de Distribución, VAD, es estrictamente dependiente de las características, la eficiencia y administración de las empresas distribuidoras. Dentro de los componentes del Valor Agregado de Distribución, se tiene:

1. Anualidad,
2. Costo de operación y mantenimiento,
3. Pérdidas valoradas en dinero; e,
4. Ingresos por peajes.

La suma algébrica de estos cuatro elementos determinan el Valor Agregado de Distribución Total, mientras que, si a este valor se lo relaciona con las ventas totales de energía de la empresa distribuidora se obtiene el Valor Agregado de Distribución Unitario que forma parte de la tarifa media.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

A _{Total}	= 14039951	US\$
COyM _{Total}	= 4853900	US\$
TotalPerdidasDinero	= 3000487	US\$
IngresoPeaje	= IngresoPeajeLineas + IngresoPeajeSE + IngresoPeajePrimarios	
IngresoPeaje	= 531414	US\$
VAD _{Total}	= A _{Total} + COyM _{Total} + TotalPerdidasDinero - IngresoPeaje	
VAD _{Total}	= 21362925	US\$

$$\text{VADUnitario} = \frac{\text{VADTotal}}{\text{TotalVentasEnergia}}$$

$$\text{VADUnitario} = 0.054726 \quad \text{US\$ / kWh}$$

$$\text{PRG} := \text{PRGe} + \text{PRGp}$$

$$\text{PRG} = 0.058125 \quad \text{US\$ / kWh}$$

$$\text{CostoTransmision} = 0.007631 \quad \text{US\$ / kWh}$$

$$\text{TarifaMedia} := \text{PRG} + \text{CostoTransmision} + \text{VADUnitario}$$

$$\text{TarifaMedia} = 0.120481 \quad \text{US\$ / kWh}$$

4.5.7 ALGORITMO DE CÁLCULO: BALANCE DE INGRESOS Y EGRESOS.-

El balance de ingresos y egresos se realiza con el objetivo de establecer la consistencia de la tarifa media calculada, pues, esta tarifa debe permitir la recuperación de los costos o egresos que la empresa distribuidora realiza para lograr el suministro de energía eléctrica. Por tal razón dentro de los ingresos que tiene la empresa se considera:

1. Ingresos por ventas de energía a tarifa media; y,
2. Ingreso por Peajes.

Por otro lado, dentro de los egresos se consideran los siguientes rubros:

1. Costo de la energía,
2. Costo de la potencia,
3. Costo de transmisión,
4. Costos de Operación y Mantenimiento,
5. Costo de capital; y,
6. Perdidas de energía y potencia no reconocidas y valoradas en dinero.

Resulta evidente que, dentro del balance, el total de ingresos tendrá que ser igual al total de costos o egresos, lo que implica que la tarifa media calculada es la más adecuada para la empresa distribuidora.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

$$\text{IngresosVentas} := \text{TotalVentasEnergia} \cdot \text{TarifaMedia}$$

$$\text{IngresosVentas} = 47031465 \quad \text{US\$}$$

$$\text{IngresoPeaje} = 531414 \quad \text{US\$}$$

$$\text{TotalIngresos} := \text{IngresosVentas} + \text{IngresoPeaje}$$

$$\text{TotalIngresos} = 47562879 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostosEnergia} = \text{PRGe} \cdot \text{FactorNodo} \cdot \text{ComprasEnergia}$$

$$\text{CostosEnergia} = 20212737 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostosPotencia} := \text{PotenciaRemunerable} \cdot \text{ComprasPotencia} \cdot 12$$

$$\text{CostosPotencia} = 6137737 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CostosTransmision} := \text{CostoTransmision} \cdot \text{ComprasEnergia}$$

$$\text{CostosTransmision} = 3419458 \quad \text{US\$}$$

$$\text{TotalPerdidasNoAceptadas} := \text{PerdidasEnergia2} + \text{PerdidasPotencia2}$$

$$\text{TotalPerdidasNoAceptadas} = 1100904 \quad \text{US\$}$$

$$\text{TotalInsumos} = \text{CostosEnergia} + \text{CostosPotencia} + \text{CostosTransmision}$$

$$\text{TotalInsumos} = 29769932 \quad \text{US\$}$$

$$\text{TotalEgresos} := \text{TotalInsumos} + \text{ATotal} + \text{COyMTtotal} - \text{TotalPerdidasNoAceptadas}$$

$$\text{TotalEgresos} = 47562879 \quad \text{US\$}$$

$$\text{Balance} = \text{TotalIngresos} - \text{TotalEgresos}$$

$$\text{Balance} = 0 \quad \text{US\$}$$

4.6 MÉTODO 2: FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS.-

El método para el cálculo del Valor Agregado de Distribución, VAD, por medio de la utilización de factores de expansión de pérdidas, se basa teóricamente, en el flujo físico de potencia y energía a través de las etapas funcionales, los activos asignados y los costos de operación y mantenimiento .

Un factor de expansión de pérdidas es un valor adimensional que está dado en función de las disponibilidades a lo largo del flujo físico solo el mo-

mento en que se dan pérdidas, ya sean técnicas o no técnicas en cada una de las etapas funcionales. Además, el factor de expansión de pérdidas representa, en términos físicos, la cantidad adicional de potencia y energía requerida (aguas arriba) para suplir las pérdidas a fin de tener una disponibilidad dada en una etapa funcional específica; en tanto que, en términos económicos, un factor de expansión de pérdidas representa el incremento en los costos de cada etapa funcional ocasionado por la presencia de pérdidas a lo largo del proceso de distribución.

Al igual que el método, anteriormente descrito, el proceso de cálculo requiere la recopilación de datos iniciales que son los siguientes:

- ✓ Tasa de descuento,
- ✓ Vida útil de activos,
- ✓ Precio referencial de generación componente de energía estabilizado,
- ✓ Precio unitario de Potencia para remuneración,
- ✓ Costo de transmisión,
- ✓ Factor de nodo,
- ✓ Compras de energía y potencia para el periodo,
- ✓ Ventas de energía y potencia para el periodo por nivel de tensión,
- ✓ Entregas de energía y potencia para el periodo por punto de entrega,
- ✓ Pérdidas técnicas de energía y potencia para el periodo por etapa funcional,
- ✓ Pérdidas no técnicas de energía y potencia para el periodo,
- ✓ Número total de abonados,
- ✓ Activos por etapa funcional; y,
- ✓ Costos de operación y mantenimiento por etapa funcional.

Con el objetivo de una explicación clara y consistente de este método de cálculo del Valor Agregado de Distribución, VAD, se utilizará como ejemplo los datos presentados por la Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A. para el estudio 2001 - 2002 y cálculo del Valor Agregado de Distribución 2002 - 2003, que se encuentran ya expuestos en el numeral 4.5 de este capítulo.

4.6.1 ALGORITMO DE CÁLCULO: ENERGÍA Y POTENCIA DISPONIBLES (Flujo Físico) Y FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS.-

Los valores de los factores de expansión de pérdidas están dados tanto para potencia como para energía y se determinan a lo largo del flujo físico, mientras que para la etapa de transmisión el factor de expansión de pérdidas en energía está dado por el factor de nodo de la empresa y el factor de expansión de pérdidas en potencia está dado por el valor de 1.03.

En forma esquemática, el flujo físico y la ubicación de los factores de expansión de pérdidas, se lo muestra en la Figura 4.15. En este esquema se puede observar la relación existente entre los factores de expansión de pérdidas con las disponibilidades luego de haber sido disminuidas las pérdidas en cada etapa funcional. Cabe destacar que, en baja tensión se establecen los factores de expansión de pérdidas tanto para clientes como para alumbrado público, los mismos que son calculados a partir de la disponibilidad de transformadores de distribución y diferenciándose en la asignación de pérdidas para cada uno.

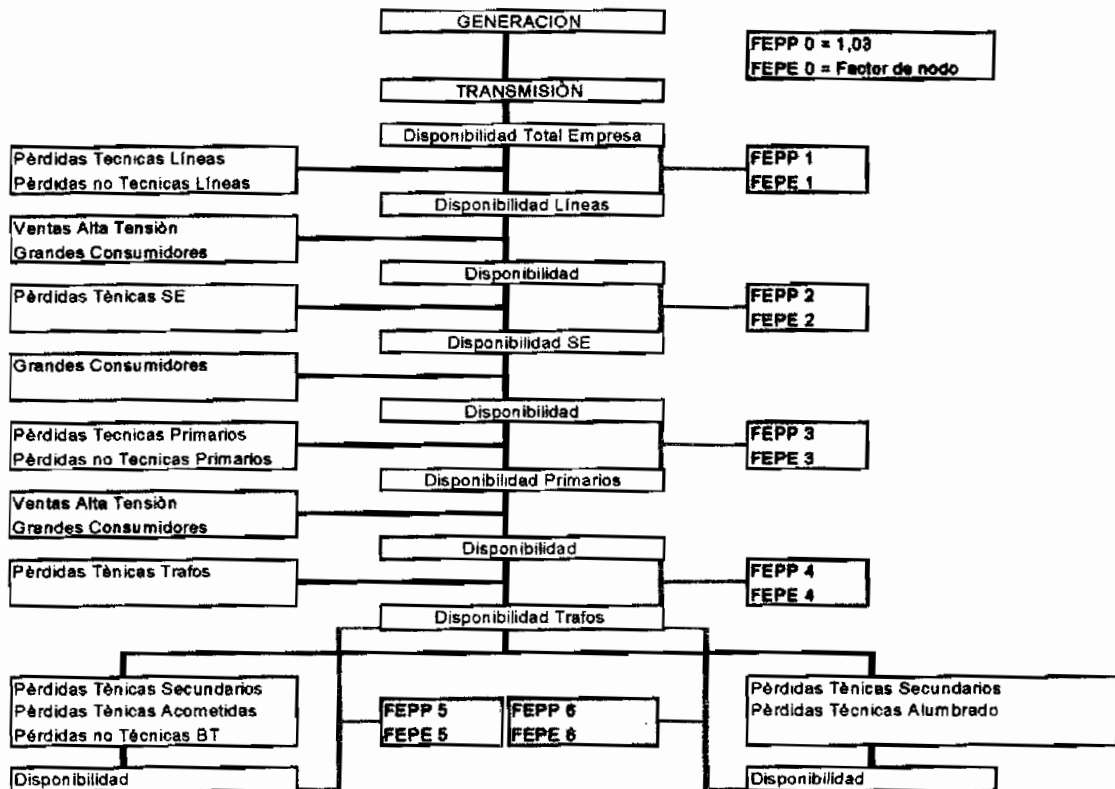


Figura 4.5.- Esquema para el Flujo Físico y ubicación de los Factores de Expansión de Pérdidas.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

Líneas de Subtransmisión:

Energía:

DisponibilidadTotal := 566148876 kWh

PTLineas := 4704678 kWh

PNTLineas := 1585352 kWh

DisponibilidadLineas := DisponibilidadTotal - PTLineas - PNTLineas

DisponibilidadLineas = 559858846 kWh

$$FEPEI := \frac{\text{DisponibilidadTotal}}{\text{DisponibilidadLineas}}$$

FEPEI = 1.01124

VentasAT := 0 kWh

EntregaLineas := 76639760 kWh

Disponibilidad1 := DisponibilidadLineas - VentasAT - EntregaLineas

Disponibilidad1 = 483219086 kWh

Potencia:

DisponibilidadTotal := 111614 kW

PTLineas := 1284 kW

PNTLineas := 335 kW

DisponibilidadLineas := DisponibilidadTotal - PTLineas - PNTLineas

DisponibilidadLineas = 109995 kW

$$FEPP1 := \frac{\text{DisponibilidadTotal}}{\text{DisponibilidadLineas}}$$

FEPP1 = 1.01472

VentasAT := 0 kW

EntregaLineas := 13569 kW

Disponibilidad1 := DisponibilidadLineas - VentasAT - EntregaLineas

Disponibilidad1 = 96426 kW

Subestaciones de Subtransmisión:

Energía:

VentasMT := 116710868 kWh

EntregaPrimarios := 17193610 kWh

Disponibilidad3 := DisponibilidadPrimarios - VentasMT - EntregaPrimarios

Disponibilidad3 = 316113591 kWh

Potencia:

PTPrimarios := 918 kW

PNTPrimarios := 513 kW

DisponibilidadPrimarios := Disponibilidad2 - PTPrimarios - PNTPrimarios

DisponibilidadPrimarios = 88966 kW

$$FEPP3 = \frac{\text{Disponibilidad2}}{\text{DisponibilidadPrimarios}}$$

FEPP3 = 1.01608

VentasMT := 30788 kW

EntregaPrimarios := 2667 kW

Disponibilidad3 := DisponibilidadPrimarios - VentasMT - EntregaPrimarios

Disponibilidad3 = 55511 kW

Transformadores de Distribución:

Energía:

PTTrafos := 8250532 kWh

DisponibilidadTrafos := Disponibilidad3 - PTTrafos

DisponibilidadTrafos = 307863059 kWh

$$FEPE4 := \frac{\text{Disponibilidad3}}{\text{DisponibilidadTrafos}}$$

FEPE4 = 1.0268

Potencia:

PTTrafos = 2041 kW

DisponibilidadTrafos := Disponibilidad3 - PTTrafos

DisponibilidadTrafos = 53470 kW

$$FEPP4 = \frac{\text{Disponibilidad3}}{\text{DisponibilidadTrafos}}$$

FEPP4 = 1.03817

Clientes de Baja tensión:

Energía:

$$PTSec := 6084341 \quad \text{kWh}$$

$$PTAcom := 3193232$$

$$PNTBaja := 7586961 \quad \text{kWh}$$

$$\text{Disponibilidad4} := \text{DisponibilidadTrafos} - PTSec - PTAcom - PNTBaja$$

$$\text{Disponibilidad4} = 290998525 \quad \text{kWh}$$

$$FEPE5 := \frac{\text{DisponibilidadTrafos}}{\text{Disponibilidad4}}$$

$$FEPE5 = 1.05795$$

Potencia:

$$PTSec := 1505 \quad \text{kW}$$

$$PTAcom := 790$$

$$PNTBaja := 1328 \quad \text{kW}$$

$$\text{Disponibilidad4} := \text{DisponibilidadTrafos} - PTSec - PTAcom - PNTBaja$$

$$\text{Disponibilidad4} = 49847 \quad \text{kW}$$

$$FEPP5 := \frac{\text{DisponibilidadTrafos}}{\text{Disponibilidad4}}$$

$$FEPP5 = 1.07268$$

Alumbrado Público:

Energía:

$$PTAlumbrado := 603609 \quad \text{kWh}$$

$$\text{Disponibilidad5} = \text{DisponibilidadTrafos} - PTSec - PTAlumbrado$$

$$\text{Disponibilidad5} = 301175109 \quad \text{kWh}$$

$$FEPE6 := \frac{\text{DisponibilidadTrafos}}{\text{Disponibilidad5}}$$

$$FEPE6 = 1.02221$$

Potencia:

$$PTAlumbrado = 149 \quad \text{kW}$$

$$\text{Disponibilidad5} = \text{DisponibilidadTrafos} - PTSec - PTAlumbrado$$

$$\text{Disponibilidad5} = 51816 \quad \text{kW}$$

$$FEPP6 := \frac{\text{DisponibilidadTrafos}}{\text{Disponibilidad5}}$$

$$FEPP6 = 1.03192$$

Ventas Clientes:

Energía:

VentasAPEnergia := 32642258 kWh

VentasBTEnergia := Disponibilidad⁴ – PTAalumbrado – VentasAPEnergia

VentasBTEnergia = 257752658 kWh

Potencia:

VentasAPPotencia := 7425 kW

VentasBTPotencia := Disponibilidad⁴ – PTAalumbrado – VentasAPPotencia

VentasBTPotencia = 42273 kW

4.6.2 ALGORITMO DE CÁLCULO: REDISTRIBUCIÓN DE ANUALIDADES Y COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.-

El tratamiento de la información económica, tanto de activos en servicio como de los gastos de operación y mantenimiento, en lo referente a su redistribución en este método es exactamente igual que en el método de la matriz de transacciones, es decir, se redistribuye los valores de anualidad y costos de operación y mantenimiento de la etapa de instalaciones generales, en forma proporcional, entre el resto de etapas funcionales de la empresa. Por tal razón, la forma de cálculo y redistribución se encuentra detallada en los numerales 4.5.3 y 4.5.4 de este capítulo, en tanto que para el ejemplo de cálculo se asumirá los resultados ya obtenidos en los mismos numerales:

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

	CO&M redistribuid.	Anualidad redistribuid.	Costo Total	Estructura Porcentual
	US\$	US\$	US\$	
Líneas de Subtransmisión	293.577	715.231	1.008.808	5,34%
S/E de Distribución	533.575	1.841.786	2.375.361	12,57%
Alimentadores Primarios	969.139	3.147.138	4.116.277	21,79%
Transformadores de Distribución	160.165	960.300	1.120.464	5,93%
Redes Secundarias	877.217	4.361.737	5.238.954	27,73%
Alumbrado Público	266.180	439.082	705.262	3,73%
Instalaciones de Servicio al Cliente	529.044	2.574.678	3.103.722	16,43%
Instalaciones Generales	0	0	0	0,00%
Comercialización	1.225.002		1.225.002	6,48%
TOTALES	4.853.900	14.039.951	18.893.851	100,00%

4.6.3 ALGORITMO DE CÁLCULO: COSTO PROPIO DE POTENCIA.-

Los costo propios de potencia se establecen desde la etapa de generación en donde dicho costo está dado por el valor del precio unitario de potencia para remuneración (5.70 US\$/kW-mes). Luego, en la etapa de transmisión el costo propio está dado por la tarifa media en potencia mensual (3.27 US\$/kW-mes). En tanto que, el costo propio de potencia en cada una de las etapas funcionales de la empresa distribuidora está dado por la relación entre el costo total de la etapa funcional y la disponibilidad de potencia en la misma. Cabe anotar que este valor no considera los factores de expansión de pérdidas.

Ejemplo de cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

Generación:

$$\text{CostoPropioGeneracion} := 5.70 \quad \text{US\$/kW-mes}$$

Transmisión:

$$\text{CostoPropioTransmision} := 3.27 \quad \text{US\$/kW-mes}$$

Distribución:

CostoTotalLineas	:= 1008813	US\$
CostoTotalSE	:= 2375361	US\$
CostoTotalPrimarios	:= 4116277	US\$
CostoTotalTrafos	= 1120463	US\$
CostoTotalSecundaria	:= 5238954	US\$
CostoTotalAP	= 705260	US\$

Lineas:

$$\text{CostoPropioLineas} := \frac{\text{CostoTotalLineas}}{\text{DisponibilidadLineas} \cdot 12}$$

$$\text{CostoPropioLineas} = 0.76 \quad \text{US\$/kW-mes}$$

Subestaciones:

$$\text{CostoPropioSE} := \frac{\text{CostoTotalSE}}{\text{DisponibilidadSE} \cdot 12}$$

$$\text{CostoPropioSE} = 2.06 \quad \text{US\$/kW-mes}$$

Primarios:

$$\text{CostoPropioPrimarios} := \frac{\text{CostoTotalPrimarios}}{\text{DisponibilidadPrimarios} \cdot 12}$$

$$\text{CostoPropioPrimarios} = 3.86 \text{ US\$/kW-mes}$$

Transformadores de distribución:

$$\text{CostoPropioTrafos} := \frac{\text{CostoTotalTrafos}}{\text{DisponibilidadTrafos} \cdot 12}$$

$$\text{CostoPropioTrafos} = 1.75 \text{ US\$/kW-mes}$$

Secundarios:

$$\text{CostoPropioSecundaria} := \frac{\text{CostoTotalSecundaria}}{\text{VentasBTPotencia} \cdot 12}$$

$$\text{CostoPropioSecundaria} = 10.33 \text{ US\$/kW-mes}$$

Alumbrado Público:

$$\text{CostoPropioAP} := \frac{\text{CostoTotalAP}}{\text{VentasAPPotencia} \cdot 12}$$

$$\text{CostoPropioAP} = 7.92 \text{ US\$/kW-mes}$$

4.6.4 ALGORITMO DE CÁLCULO: COSTO PROPIO DE POTENCIA REFERIDO A ENERGÍA.-

Los costo propios de potencia referidos a energía se establecen desde la etapa de generación, en la que el costo está dado por el valor del precio unitario de potencia para remuneración referido a energía (0.01308 US\$/kWh). Posteriormente, el costo propio de potencia referido a energía, en la etapa de transmisión, está dado por la tarifa media de flujo de energía (0.007631 US\$/kWh).

Por otro lado, el costo propio de potencia referido a energía en cada una de las etapas funcionales de la empresa distribuidora está dado por la relación entre el costo total de la etapa funcional y la disponibilidad de energía en la misma. En igual forma que el caso anterior este valor no considera los factores de expansión de pérdidas.

Ejemplo de cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

Generación:

CostoPropioGeneracionRef := 0.0131 US\$/kWh

Transmisión:

CostoPropioTransmisionRef := 0.007631 US\$/kWh

Distribución:

CostoTotalLineas := 1008813 US\$
CostoTotalSE := 2375361 US\$
CostoTotalPrimarios := 4116277 US\$
CostoTotalTrafos := 1120463 US\$
CostoTotalSecundaria := 5238954 US\$
CostoTotalAP := 705260 US\$

Lineas:

$$\text{CostoPropioLineasRef} = \frac{\text{CostoTotalLineas}}{\text{DisponibilidadLineas}}$$

CostoPropioLineasRef = 0.0018 US\$/kWh

Subestaciones:

$$\text{CostoPropioSeref} := \frac{\text{CostoTotalSE}}{\text{DisponibilidadSE}}$$

CostoPropioSeref = 0.0049 US\$/kWh

Primarios:

$$\text{CostoPropioPrimariosRef} := \frac{\text{CostoTotalPrimarios}}{\text{DisponibilidadPrimarios}}$$

CostoPropioPrimariosRef = 0.0091 US\$/kWh

Transformadores de distribución:

$$\text{CostoPropioTrafosRef} = \frac{\text{CostoTotalTrafos}}{\text{DisponibilidadTrafos}}$$

CostoPropioTrafosRef = 0.0036 US\$/kWh

Secundarios:

$$\text{CostoPropioSecundariaRef} = \frac{\text{CostoTotalSecundaria}}{\text{VentasBT Energia}}$$

CostoPropioSecundariaRef = 0.0203 US\$/kWh

Alumbrado Público:

$$\text{CostoPropioAPRef} := \frac{\text{CostoTotalAP}}{\text{VentasAPEnergia}}$$

$$\text{CostoPropioAPRef} = 0.0216 \quad \text{US\$/kWh}$$

4.6.5 ALGORITMO DE CÁLCULO: COSTO ACUMULADO DE POTENCIA.-

Los costos acumulados de potencia son aquellos que consideran los factores de expansión de pérdidas de potencia y los costos propios de cada etapa funcional que se van acumulando a lo largo de todo el proceso de distribución. Es decir, este costo acumulado representa los incrementos en los costos debido al valor agregado y las pérdidas que se producen durante toda la cadena de valor.

El valor inicial constituye la potencia remunerable en generación, luego este valor es afectado por el factor de expansión de pérdidas de transmisión (1.030) y se adiciona el costo propio de transmisión, este valor calculado es el punto de partida para la siguiente etapa, es decir, en primer lugar se lo afecta del factor de expansión de pérdidas de potencia de líneas y se adiciona el costo propio de líneas; y así sucesivamente hasta llegar a la etapa de alumbrado público.

Para el caso de alumbrado público al valor de partida constituye el costo acumulado hasta transformadores de distribución al cual se lo afecta por el factor de expansión de pérdidas de potencia de alumbrado público y se adiciona el costo propio de la etapa.

Ejemplo de cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

Generación:

$$\text{CostoAcumuladoGeneracion} = \text{CostoPropioGeneracion}$$

$$\text{CostoAcumuladoGeneracion} = 5.7 \quad \text{US\$/kW-mes}$$

Transmisión:

$$\text{FEPP0} = 1.030$$

$$\text{CostoAcumuladoTransmision} := (\text{CostoAcumuladoGeneracion} \cdot \text{FEPP0}) + \text{CostoPropioTransmision}$$

$$\text{CostoAcumuladoTransmision} = 9.14 \quad \text{US\$/kW-mes}$$

Distribución:

Lineas:

$$\text{CostoAcumuladoLineas} := (\text{CostoAcumuladoTransmision} \cdot \text{FEPP1}) + \text{CostoPropioLineas}$$

$$\text{CostoAcumuladoLineas} = 10.04 \quad \text{US\$/kW-mes}$$

Subestaciones:

$$\text{CostoAcumuladoSE} := (\text{CostoAcumuladoLineas} \cdot \text{FEPP2}) + \text{CostoPropioSE}$$

$$\text{CostoAcumuladoSE} = 12.14 \quad \text{US\$/kW-mes}$$

Primarios:

$$\text{CostoAcumuladoPrimarios} := (\text{CostoAcumuladoSE} \cdot \text{FEPP3}) + \text{CostoPropioPrimarios}$$

$$\text{CostoAcumuladoPrimarios} = 16.19 \quad \text{US\$/kW-mes}$$

Transformadores de distribución:

$$\text{CostoAcumuladoTrafos} := (\text{CostoAcumuladoPrimarios} \cdot \text{FEPP4}) + \text{CostoPropioTrafos}$$

$$\text{CostoAcumuladoTrafos} = 18.56 \quad \text{US\$/kW-mes}$$

Secundarios:

$$\text{CostoAcumuladoSecundaria} := (\text{CostoAcumuladoTrafos} \cdot \text{FEPP5}) + \text{CostoPropioSecundaria}$$

$$\text{CostoAcumuladoSecundaria} = 30.23 \quad \text{US\$/kW-mes}$$

Alumbrado Público:

$$\text{CostoAcumuladoAP} := (\text{CostoAcumuladoTrafos} \cdot \text{FEPP6}) + \text{CostoPropioAP}$$

$$\text{CostoAcumuladoAP} = 27.06 \quad \text{US\$/kW-mes}$$

4.6.6 ALGORITMO DE CÁLCULO: COSTO REAL DE POTENCIA POR ETAPA FUNCIONAL.-

El costo real de potencia de una etapa funcional es aquel que incluye el costo propio de la etapa y la proporción del costo acumulado hasta dicha etapa afectado por el factor de expansión de pérdidas de potencia. Es decir, este valor representa el costo verdadero y necesario de un kilowatio, (1 kW), en una etapa funcional específica. Otra forma de establecer el cos-

to real de una etapa funcional dada, es haciendo la diferencia entre el costo acumulado hasta dicha etapa y el costo acumulado la etapa anterior.

El costo real de potencia en la etapa de generación constituye la potencia remunerable. Luego, para establecer el costo real de la etapa de transmisión se puede utilizar cualquiera de las dos formas descritas anteriormente, así por ejemplo: su valor está dado por el costo acumulado de transmisión menos el costo acumulado de generación.

En igual forma se procede para el resto de etapas funcionales de la empresa distribuidora, por ejemplo: el costo real de subestaciones está dado por la diferencia entre el costo acumulado de subestaciones y el costo acumulado de líneas, o también, puede ser calculado multiplicando el costo acumulado de potencia de líneas por el factor de expansión de pérdidas de potencia de subestaciones disminuido uno, al resultado de este producto se adiciona el costo propio de potencia de la etapa de subestaciones.

Para el caso de alumbrado público su costo real se determina de la diferencia entre el costo acumulado de alumbrado público y el costo acumulado de transformadores de distribución.

Ejemplo de cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

Generación:

$$\begin{aligned}\text{CostoRealGeneracion} &= \text{CostoAcumuladoGeneracion} \\ \text{CostoRealGeneracion} &= 5.7 \quad \text{US\$/kW-mes}\end{aligned}$$

Transmisión:

❖ Utilizando los costos acumulados.-

$$\begin{aligned}\text{CostoRealTransmision} &:= (\text{CostoAcumuladoGeneracion} \cdot (\text{FEPP0} - 1)) + \text{CostoPropioTransmision} \\ \text{CostoRealTransmision} &= 3.44 \quad \text{US\$/kW-mes}\end{aligned}$$

❖ Utilizando el factor de expansión de pérdidas de potencia y el costo propio de potencia.-

$$\begin{aligned}\text{CostoRealTransmision} &:= (\text{CostoAcumuladoGeneracion} \cdot (\text{FEPP0} - 1)) + \text{CostoPropioTransmision} \\ \text{CostoRealTransmision} &= 3.44 \quad \text{US\$/kW-mes}\end{aligned}$$

Distribución:

Lineas:

$$\text{CostoRealLineas} := \text{CostoAcumuladoLineas} - \text{CostoAcumuladoTransmision}$$

$$\text{CostoRealLineas} = 0.9 \quad \text{US\$/kW-mes}$$

Subestaciones:

$$\text{CostoRealSE} := \text{CostoAcumuladoSE} - \text{CostoAcumuladoLineas}$$

$$\text{CostoRealSE} = 2.1 \quad \text{US\$/kW-mes}$$

Primarios:

$$\text{CostoRealPrimarios} := \text{CostoAcumuladoPrimarios} - \text{CostoAcumuladoSE}$$

$$\text{CostoRealPrimarios} = 4.05 \quad \text{US\$/kW-mes}$$

Transformadores de distribución:

$$\text{CostoRealTrafos} := \text{CostoAcumuladoTrafos} - \text{CostoAcumuladoPrimarios}$$

$$\text{CostoRealTrafos} = 2.36 \quad \text{US\$/kW-mes}$$

Secundarios:

$$\text{CostoRealSecundaria} := \text{CostoAcumuladoSecundaria} - \text{CostoAcumuladoTrafos}$$

$$\text{CostoRealSecundaria} = 11.68 \quad \text{US\$/kW-mes}$$

Alumbrado Público:

$$\text{CostoRealAP} = \text{CostoAcumuladoAP} - \text{CostoAcumuladoTrafos}$$

$$\text{CostoRealAP} = 8.51 \quad \text{US\$/kW-mes}$$

4.6.7 ALGORITMO DE CÁLCULO: PEAJES POR ETAPA FUNCIONAL.-

Los grandes consumidores, al no ser clientes regulados o clientes cautivos de la empresa distribuidora, tienen la libre opción para negociar directamente su potencia requerida con cualquier agente generador. Sin embargo, estos grandes consumidores hacen uso de las instalaciones de la empresa distribuidora para transportar esa potencia contratada hasta su punto de entrega.

Este servicio de transporte, dado por la empresa distribuidora, es remunerado, a la misma, a través del pago de un peaje, el mismo que se establece por los costos las instalaciones utilizadas hasta el punto de entrega.

Los valores de peajes por etapa funcional se pueden determinar mediante dos formas, la primera es utilizando los costos reales de potencia de cada etapa; y la segunda, es utilizando los costos acumulados de potencia.

Cuando se utiliza los costos reales de potencia se procede de la siguiente forma: el peaje de líneas es igual costo real de potencia de líneas; luego, para el peaje de subestaciones se suma al peaje de líneas el costo real de potencia de subestaciones; y así sucesivamente hasta el peaje de redes secundarias. En cambio, cuando se utiliza los costos acumulados de potencia se procede a realizar la diferencia entre cada uno de los costos acumulados de potencia de las etapas funcionales, hasta redes secundarias, y el costo acumulado de transmisión. Así por ejemplo: el peaje de redes primarias está dado por la diferencia entre el costo acumulado de potencia de alimentadores primarios y el costo acumulado de transmisión.

Aún cuando, en el estudio los valores de peaje se determinan para cinco puntos de entrega, de acuerdo con la información presentada por las empresas eléctricas de distribución del país, los grandes consumidores existentes hacen uso de las instalaciones de las distribuidoras hasta la etapa funcional de alimentadores primarios.

Ejemplo de cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

Distribución:

Líneas:

$$\begin{aligned} \text{PeajeLíneas} &= \text{CostoRealLíneas} \\ \text{PeajeLíneas} &= 0.9 \quad \text{US\$/kW-mes} \end{aligned}$$

Subestaciones:

❖ Utilizando los costos reales de potencia.-

$$\begin{aligned} \text{PeajeSE} &= \text{PeajeLíneas} + \text{CostoRealSE} \\ \text{PeajeSE} &= 3 \quad \text{US\$/kW-mes} \end{aligned}$$

❖ Utilizando los costos acumulados de potencia.-

$$\begin{aligned} \text{PeajeSE} &= \text{CostoAcumuladoSE} - \text{CostoAcumuladoTransmision} \\ \text{PeajeSE} &= 3 \quad \text{US\$/kW-mes} \end{aligned}$$

Primarios:

PeajePrimarios := PeajeSE + CostoRealPrimarios

PeajePrimarios = 7.05 US\$/kW-mes

Transformadores de distribución:

PeajeTrafos := PeajePrimarios+ CostoRealTrafos

PeajeTrafos = 9.42 US\$/kW-mes

Secundarios:

PeajeSecundaria := PeajeTrafos + CostoRealSecundaria

PeajeSecundaria = 21.09 US\$/kW-mes

4.6.8 ALGORITMO DE CÁLCULO: COSTO DE POTENCIA REFERIDO A LA ENERGÍA.-

Los costos de potencia referidos a energía se establecen considerando los factores de expansión de pérdidas de energía y los costos propios de potencia referidos a energía de cada etapa funcional que se van acumulando a lo largo de todo el proceso de distribución. Los valores de estos costos, obtenidos de esta forma, equivalen a diluir los costos de potencia en energía, los mismos que adicionados, posteriormente, a los costos de energía dan lugar a los costos totales de energía.

El valor inicial constituye el costo medio mensual de potencia referido a energía. Luego, a este valor se adiciona el costo propio de transmisión para obtener el costo de potencia referidos a energía de transmisión. Este último valor calculado, es el punto de partida para la siguiente etapa, es decir, en primer lugar se lo afecta del factor de expansión de perdidas de energía de líneas y se adiciona el costo propio de potencia referido a energía de líneas; y así sucesivamente hasta llegar a la etapa de alumbrado público.

Para la etapa funcional de alumbrado público al valor de partida constituye el costo de potencia referido a energía de transformadores de distribución al cual se lo afecta por el factor de expansión de pérdidas de

energía de alumbrado público y se adiciona el costo propio de potencia referido a energía de la etapa.

Ejemplo de cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

Generación:

$$\text{CostoDiluidoGeneracion} := \text{CostoPropioGeneracionRef}$$

$$\text{CostoDiluidoGeneracion} = 0.0131 \quad \text{US\$/kWh}$$

Transmisión:

$$\text{CostoDiluidoTransmision} := \text{CostoDiluidoGeneracion} + \text{CostoPropioTransmisionRef}$$

$$\text{CostoDiluidoTransmision} = 0.0207 \quad \text{US\$/kWh}$$

Distribución:

Lineas:

$$\text{CostoDiluidoLineas} = (\text{CostoDiluidoTransmision} \cdot \text{FEPE1}) + \text{CostoPropioLineasRef}$$

$$\text{CostoDiluidoLineas} = 0.0228 \quad \text{US\$/kWh}$$

Subestaciones:

$$\text{CostoDiluidoSE} := (\text{CostoDiluidoLineas} \cdot \text{FEPE2}) + \text{CostoPropioSERef}$$

$$\text{CostoDiluidoSE} = 0.0278 \quad \text{US\$/kWh}$$

Primarios:

$$\text{CostoDiluidoPrimarios} := (\text{CostoDiluidoSE} \cdot \text{FEPE3}) + \text{CostoPropioPrimariosRef}$$

$$\text{CostoDiluidoPrimarios} = 0.0374 \quad \text{US\$/kWh}$$

Transformadores de distribución:

$$\text{CostoDiluidoTrafos} := (\text{CostoDiluidoPrimarios} \cdot \text{FEPE4}) + \text{CostoPropioTrafosRef}$$

$$\text{CostoDiluidoTrafos} = 0.042 \quad \text{US\$/kWh}$$

Secundarios:

$$\text{CostoDiluidoSecundaria} := (\text{CostoDiluidoTrafos} \cdot \text{FEPE5}) + \text{CostoPropioSecundariaRef}$$

$$\text{CostoDiluidoSecundaria} = 0.0648 \quad \text{US\$/kWh}$$

Alumbrado Público:

$$\text{CostoDiluidoAP} := (\text{CostoDiluidoTrafos} \cdot \text{FEPE6}) + \text{CostoPropioAPRef}$$

$$\text{CostoDiluidoAP} = 0.0646 \quad \text{US\$/kWh}$$

4.6.9 ALGORITMO DE CÁLCULO: COSTOS DE ENERGIA AFECTADOS POR FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.-

Los costos de energía o valores agregados de energía representan la evolución del precio referencial de generación, componente de energía (PRG(E)), a lo largo de cada una de las etapas funcionales de transmisión y distribución, para lo cual se utiliza los factores de expansión de pérdidas de energía. En otras palabras, los costos de energía representan cuanto cuesta tener un kilowatio-hora en una etapa funcional específica, considerando pérdidas, en términos estrictos de energía.

En la etapa de generación el costo de energía constituye la componente en energía del precio referencial de generación. Luego, a este valor se lo multiplica por el factor de nodo asignado a la empresa distribuidora para obtener el costo de energía de transmisión. Este último valor calculado se lo afecta del factor de expansión de pérdidas de energía de líneas para obtener el costo de energía de líneas de subtransmisión; y así sucesivamente hasta llegar a la etapa de alumbrado público.

Para la etapa funcional de alumbrado público el valor de partida constituye el costo de energía de transformadores de distribución al cual se lo afecta por el factor de expansión de pérdidas de energía de alumbrado público para obtener el costo de energía de la etapa.

Ejemplo de cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

Generación:

PRGEnergia := 0.0450 US\$/kWh
FactorNodo = 1.00140 Asignado a la empresa Centrosur

CostoEnergiaGeneracion := PRGEnergia
CostoEnergiaGeneracion = 0.045 US\$/kWh

Transmisión:

CostoEnergiaTransmision = CostoEnergiaGeneracion · FactorNodo
CostoEnergiaTransmision = 0.0451 US\$/kWh

Distribución:

Lineas:

$$\text{CostoEnergiaLineas} := \text{CostoEnergiaTransmision} \cdot \text{FEPE1}$$

$$\text{CostoEnergiaLineas} = 0.0456 \quad \text{US\$/kWh}$$

Subestaciones:

$$\text{CostoEnergiaSE} := \text{CostoEnergiaLineas} \cdot \text{FEPE2}$$

$$\text{CostoEnergiaSE} = 0.0458 \quad \text{US\$/kWh}$$

Primarios:

$$\text{CostoEnergiaPrimarios} = \text{CostoEnergiaSE} \cdot \text{FEPE3}$$

$$\text{CostoEnergiaPrimarios} = 0.0465 \quad \text{US\$/kWh}$$

Transformadores de distribución:

$$\text{CostoEnergiaTrafos} := \text{CostoEnergiaPrimarios} \cdot \text{FEPE4}$$

$$\text{CostoEnergiaTrafos} = 0.0477 \quad \text{US\$/kWh}$$

Secundarios:

$$\text{CostoEnergiaSecundaria} := \text{CostoEnergiaTrafos} \cdot \text{FEPE5}$$

$$\text{CostoEnergiaSecundaria} = 0.0505 \quad \text{US\$/kWh}$$

Alumbrado Público:

$$\text{CostoEnergiaAP} := \text{CostoEnergiaTrafos} \cdot \text{FEPE6}$$

$$\text{CostoEnergiaAP} = 0.0488 \quad \text{US\$/kWh}$$

4.6.10 ALGORITMO DE CÁLCULO: RECONOCIMIENTO POR LAS PÉRDIDAS DE TRANSPORTE DE LA ENERGÍA DE LOS GRANDES CONSUMIDORES.-

Resulta evidente establecer el valor que los grandes consumidores pagarán, en forma de peaje, por el transporte de su potencia contratada, pero el transporte de la energía que esa potencia produce está determinada por el punto de medición que la empresa distribuidora establece para el gran consumidor. Es decir, el transporte de una cantidad dada de energía desde el nodo de interconexión de la empresa con el Sistema Nacional Interconectado, S.N.I., hasta el punto de entrega al gran consumidor ocasiona pérdidas de energía y por tanto incremento de costos de energía que

de ninguna manera deben ser trasladados a los clientes cautivos de la empresa distribuidora, sino que deben ser asumidos por los grandes consumidores, con este objetivo se establece lo que se podría denominar como peajes de energía que están dados para cinco puntos de entrega y en función de los costos de energía.

En tal virtud el peaje de energía en líneas de subtransmisión está dado por la diferencia entre el costo de energía de líneas y el costo de energía de transmisión; en tanto que, el peaje en subestaciones se determina a partir del costo de energía de subestaciones menos el costo de energía de transmisión; y así sucesivamente hasta llegar al punto de entrega de distribución secundaria.

De la misma manera que para el transporte de potencia en el estudio los valores de peaje de energía se determinan para cinco puntos de entrega. Sin embargo, de acuerdo con la información presentada por las empresas eléctricas de distribución del país, los grandes consumidores existentes hacen uso de las instalaciones de las distribuidoras hasta la etapa funcional de alimentadores primarios.

El monto de pérdidas en dólares que el los grandes consumidores deben reconocer a la distribuidora por el uso de sus instalaciones, está dado por el producto de la energía medida al gran consumidor y la diferencia entre el costo de energía establecido para el punto de entrega y el costo de energía en el nodo de intercambio de la distribuidora.

$$\text{MontoPerdidas}_{\text{USD}} = E_{\text{GRANCONSUMIDOR}} \cdot (\text{PRGE}_{\text{PUNTOENTREGA}} - \text{PRGE}_{\text{BARRAENTREGA}})$$

Ejemplo de cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

Distribución:

Líneas:

$$\text{PeajeEnergiaLineas} = \text{CostoEnergiaLineas} - \text{CostoEnergiaTransmision}$$

$$\text{PeajeEnergiaLineas} = 0.0005 \quad \text{US\$/kWh}$$

Subestaciones:

$$\text{PeajeEnergiaSE} = \text{CostoEnergiaSE} - \text{CostoEnergiaTransmision}$$

$$\text{PeajeEnergiaSE} = 0.0007 \quad \text{US\$/kWh}$$

Primarios:

$$\text{PeajeEnergiaPrimarios} = \text{CostoEnergiaPrimarios} - \text{CostoEnergiaTransmision}$$

$$\text{PeajeEnergiaPrimarios} = 0.0014 \quad \text{US\$/kWh}$$

Transformadores de distribución:

$$\text{PeajeEnergiaTrafos} = \text{CostoEnergiaTrafos} - \text{CostoEnergiaTransmision}$$

$$\text{PeajeEnergiaTrafos} = 0.0026 \quad \text{US\$/kWh}$$

Secundarios:

$$\text{PeajeEnergiaSecundaria} = \text{CostoEnergiaSecundaria} - \text{CostoEnergiaTransmision}$$

$$\text{PeajeEnergiaSecundaria} = 0.0054 \quad \text{US\$/kWh}$$

4.6.11 ALGORITMO DE CÁLCULO: COSTO DE COMERCIALIZACIÓN.-

El costo total de comercialización de la empresa distribuidora está dado por la sumatoria de la anualidad de instalaciones de servicio al cliente redistribuida, más los costos de operación y mantenimiento de instalaciones de servicio al cliente y los costos asignados de comercialización redistribuidos. Luego, se determina el costo unitario (por abonado) mensual de comercialización en función del costo total y el número total de abonados.

Este último valor calculado, (CUCE), es comparado con el costo unitario de comercialización nacional, (CUCN), que es determinado de la relación entre la sumatoria de los costos de comercialización de todas las distribuidoras y el número total de abonados de las mismas; de tal forma que, si el valor calculado para la empresa resultare mayor que el consolidado nacional, se asignará como costo unitario de comercialización de la empresa el valor resultante de sumar al costo unitario de comercialización nacional la mitad de la diferencia entre el valor de la empresa y el consolidado nacional. En caso de que el costo unitario de comercialización de la distri-

buidora fuese menor al nacional se asignará como costo unitario de comercialización el valor calculado de la empresa.

Esquemáticamente, este proceso de asignación del costo unitario de comercialización se lo puede representar de la siguiente manera:

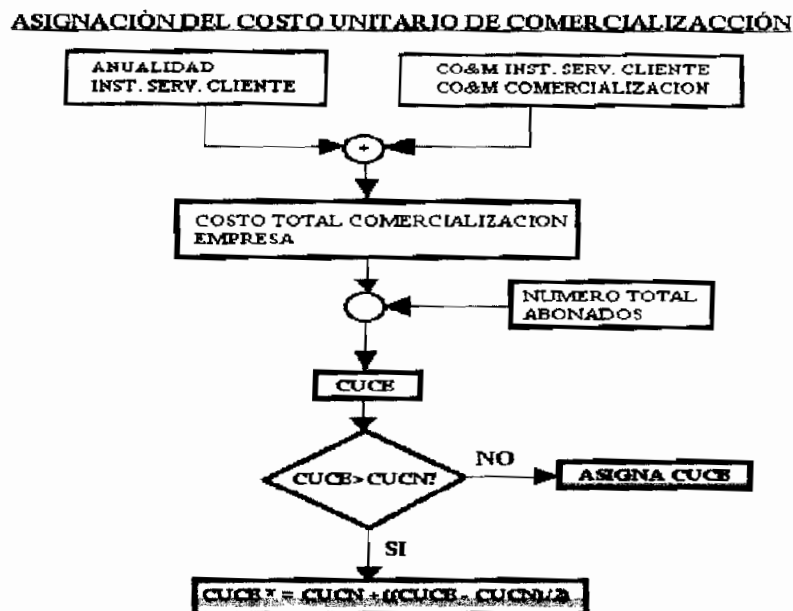


Figura 4.6.- Esquema para la asignación de los Costos de Comercialización.

Una vez que se ha hecho la modificación correspondiente, en el caso de haber sido necesaria, se determina el costo total de comercialización de la empresa distribuidora modificado, en función del costo unitario de comercialización modificado (CUCE *) y el número total de abonados de la empresa. Utilizando este último valor calculado, se determina el costo de comercialización referido a la energía, (CUC EE), para lo cual se utiliza la relación entre el costo total de comercialización modificado y el total de ventas de energía de la distribuidora.

Ejemplo de cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

Anualidad = 2574678 US\$;Anualidad de Inst. de Servicio al Cliente Redistribuida
 COyM1 = 529044 US\$;CO&M de Inst. de Servicio al Cliente Redistribuido
 COyM2 := 1225002 US\$;CO&M de Comercialización Redistribuido
 AbonadosEmpresa = 220386
 VentasTotalEnergia := 407105784 kWh

$$\text{CostosComercialEmpresa} := \text{Anualidad} + \text{COyM1} + \text{COyM2}$$

$$\text{CostosComercialEmpresa} = 4328724 \quad \text{US\$}$$

$$\text{CUCE} := \frac{\text{CostosComercialEmpresa}}{\text{AbonadosEmpresa} \cdot 12}$$

$$\text{CUCE} = 1.6368 \quad \text{US\$ / Abonado-mes}$$

$$\text{CUCEE} := \frac{\text{CostosComercialEmpresa}}{\text{VentasTotalEnergia}}$$

$$\text{CUCEE} = 0.0106 \quad \text{US\$ / kWh}$$

Para el ejemplo de cálculo se puede observar que el costo unitario de comercialización de la empresa es inferior al costo unitario de comercialización consolidado nacional, por lo que no es necesario ajustarlo.

4.6.12 ALGORITMO DE CÁLCULO: COSTO TOTAL REFERIDO A LA ENERGIA.-

El costo total referido a la energía o valor agregado de distribución total de energía está determinado por dos elementos:

1. El costo de energía afectado por los factores de expansión de pérdidas de energía; y,
2. El costo de potencia referido a energía.

La suma de estos dos componentes representa el costo total referido a la energía para cada una de las etapas funcionales de la distribuidora. Adicionalmente, en la etapa de redes secundarias se incorpora el valor del costo unitario de comercialización referido a la energía.

Ejemplo de cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

Generación:

$$\text{CostoTotalEnergiaGeneracion} := \text{CostoDiluidoGeneracion} + \text{CostoEnergiaGeneracion}$$

$$\text{CostoTotalEnergiaGeneracion} = 0.0581 \quad \text{US\$ / kWh}$$

Transmisión:

$$\text{CostoTotalEnergiaTransmision} := \text{CostoDiluidoTransmision} + \text{CostoEnergiaTransmision}$$

$$\text{CostoTotalEnergiaTransmision} = 0.0658 \quad \text{US\$ / kWh}$$

Distribución:

Lineas:

$$\text{CostoTotalEnergiaLineas} := \text{CostoDiluidoLineas} + \text{CostoEnergiaLineas}$$

$$\text{CostoTotalEnergiaLineas} = 0.0683 \quad \text{US\$ / kWh}$$

Subestaciones:

$$\text{CostoTotalEnergiaSE} := \text{CostoDiluidoSE} + \text{CostoEnergiaSE}$$

$$\text{CostoTotalEnergiaSE} = 0.0736 \quad \text{US\$ / kWh}$$

Primarios:

$$\text{CostoTotalEnergiaPrimarios} := \text{CostoDiluidoPrimarios} + \text{CostoEnergiaPrimarios}$$

$$\text{CostoTotalEnergiaPrimarios} = 0.0838 \quad \text{US\$ / kWh}$$

Transformadores de distribución:

$$\text{CostoTotalEnergiaTrafos} := \text{CostoDiluidoTrafos} + \text{CostoEnergiaTrafos}$$

$$\text{CostoTotalEnergiaTrafos} = 0.0897 \quad \text{US\$ / kWh}$$

Secundarios:

Sin Comercialización:

$$\text{CostoTotalEnergiaSecundaria} = \text{CostoDiluidoSecundaria} + \text{CostoEnergiaSecundaria}$$

$$\text{CostoTotalEnergiaSecundaria} = 0.1153 \quad \text{US\$ / kWh}$$

Con Comercialización:

$$\text{CostoTotalEnergiaSecundaria} := \text{CostoDiluidoSecundaria} + \text{CostoEnergiaSecundaria} + \text{CUCCEE}$$

$$\text{CostoTotalEnergiaSecundaria} = 0.1259 \quad \text{US\$ / kWh}$$

Alumbrado Público:

$$\text{CostoTotalEnergiaAP} := \text{CostoDiluidoAP} + \text{CostoEnergiaAP}$$

$$\text{CostoTotalEnergiaAP} = 0.1133 \quad \text{US\$ / kWh}$$

4.6.13 ALGORITMO DE CÁLCULO: INGRESOS Y PRECIOS MEDIOS EN CADA NIVEL DE TENSIÓN.-

Es muy importante establecer el precio medio de cada uno de los niveles de tensión de la empresa distribuidora y, sobretodo, el precio medio total, pues, en este precio medio se resume todos los costos en los que incurre la empresa para suministrar energía eléctrica a sus clientes regula-

dos, incluyendo las pérdidas ocasionadas en este proceso. La determinación de los precios medios está directamente relacionada con los puntos donde se efectúan ventas de potencia y energía a clientes regulados, es así que, los precios medios se determinan para:

1. Alta tensión,
2. Media tensión,
3. Baja tensión; y,
4. Alumbrado público.

El concepto de precio medio puede ser explicado desde el punto de vista de que este valor representa el precio al cual el distribuidor debe vender 1 kWh al cliente, tomando en cuenta que para llegar con ese kilowatiohora debió haber comprado una cantidad adicional de energía que se perdió durante el proceso de distribución. Es decir, en el precio medio se considera, a través de los factores de expansión de pérdidas, los montos adicionales de energía que el distribuidor recibe en sus subestaciones de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado, SNI.

Resulta evidente, entonces, que el precio medio total de la empresa distribuidora debe estar en función de los ingresos por las ventas de energía y potencia, pues, es a través de las ventas, que el distribuidor recupera los costos de las instalaciones existentes y las inversiones a realizarse, costos de comercialización, además de los costos por la compra de energía y potencia.

Para la determinación de los precios medios en cada nivel de tensión y del precio medio total, se utiliza la siguiente información:

1. Ventas de potencia y energía por nivel de tensión,
2. Costo acumulado de potencia,
3. Costo de energía; y,
4. Costo total de comercialización modificado.

El cálculo de los precios medios requiere de que en cada nivel de tensión se evalúe las ventas de potencia y de energía en dinero, para lo cual en el caso de la potencia se utiliza el costo acumulado, en tanto que, para energía se utiliza el costo de energía, de esta forma se determina los ingresos por ventas. Para obtener el precio medio se relaciona el total de ingresos (por potencia y por energía) y, únicamente, el total de ventas de energía de la etapa, por lo que las unidades de los precios medios estarán definidas por dólares y kiloWattios-hora.

En la determinación del precio medio total de la empresa distribuidora se toma en cuenta el total de todos los ingresos por ventas de energía y potencia en cada nivel de tensión, al que se adiciona el costo de comercialización modificado y se lo relaciona con el total de ventas de energía. De esta forma, se obtiene un valor que refleja los costos reales del suministro de energía eléctrica.

Ejemplo de cálculo: Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A.

DATOS:

VentasATEnergia	= 0	kWh	VentasATPotencia	= 0	kW
VentasMTEnergia	= 116710868	kWh	VentasMTPotencia	= 30788	kW
VentasBTEnergia	= 257752658	kWh	VentasBTPotencia	= 42273	kW
VentasAPEnergia	= 32642258	kWh	VentasAPPotencia	= 7425	kW
VentasTotalEnergia	= 407105784	kWh			

ALTA TENSIÓN:

$$\text{IngresoATPotencia} = \text{VentasATPotencia} \cdot \text{CostoAcumuladoLineas} \cdot 12$$

$$\text{IngresoATPotencia} = 0 \quad \text{US\$}$$

$$\text{IngresoATEnergia} = \text{VentasATEnergia} \cdot \text{CostoEnergiaLineas}$$

$$\text{IngresoATEnergia} = 0 \quad \text{US\$}$$

$$\text{PrecioMedioAT} = \frac{(\text{IngresoATPotencia} + \text{IngresoATEnergia})}{\text{VentasATEnergia}}$$

$$\text{PrecioMedioAT} = 0 \quad \text{US\$ / kWh}$$

MEDIA TENSIÓN:

$$\text{IngresoMTPotencia} = \text{VentasMTPotencia} \cdot \text{CostoAcumuladoPrimarios} \cdot 12$$

$$\text{IngresoMTPotencia} = 5982220 \quad \text{US\$}$$

$$\begin{aligned} \text{IngresoMTEnergia} &:= \text{VentasMTEnergia} \cdot \text{CostoEnergiaPrimarios} \\ \text{IngresoMTEnergia} &= 5423271 \quad \text{US\$} \end{aligned}$$

$$\text{PrecioMedioMT} := \frac{(\text{IngresoMTPotencia} + \text{IngresoMTEnergia})}{\text{VentasMTEnergia}}$$

$$\text{PrecioMedioMT} = 0.0977 \quad \text{US\$ / kWh}$$

BAJATENSIÓN:

$$\text{IngresoBTPotencia} := \text{VentasBTPotencia} \cdot \text{CostoAcumuladoSecundaria} \cdot 12$$

$$\text{IngresoBTPotencia} = 15336280 \quad \text{US\$}$$

$$\text{IngresoBTEnergia} := \text{VentasBTEnergia} \cdot \text{CostoEnergiaSecundaria}$$

$$\text{IngresoBTEnergia} = 13010845 \quad \text{US\$}$$

$$\text{PrecioMedioBT} := \frac{(\text{IngresoBTPotencia} + \text{IngresoBTEnergia})}{\text{VentasBTEnergia}}$$

$$\text{PrecioMedioBT} = 0.11 \quad \text{US\$ / kWh}$$

ALUMBRADO PÚBLICO:

$$\text{IngresoAPPotencia} := \text{VentasAPPotencia} \cdot \text{CostoAcumuladoAP} \cdot 12$$

$$\text{IngresoAPPotencia} = 2411401 \quad \text{US\$}$$

$$\text{IngresoAPEnergia} := \text{VentasAPEnergia} \cdot \text{CostoEnergiaAP}$$

$$\text{IngresoAPEnergia} = 1592041 \quad \text{US\$}$$

$$\text{PrecioMedioAP} := \frac{(\text{IngresoAPPotencia} + \text{IngresoAPEnergia})}{\text{VentasAPEnergia}}$$

$$\text{PrecioMedioAP} = 0.1226 \quad \text{US\$ / kWh}$$

TOTAL EMPRESA:

$$\text{IngresosAT} := \text{IngresoATPotencia} + \text{IngresoATEnergia}$$

$$\text{IngresosAT} = 0 \quad \text{US\$}$$

$$\text{IngresosMT} := \text{IngresoMTPotencia} + \text{IngresoMTEnergia}$$

$$\text{IngresosMT} = 11405490 \quad \text{US\$}$$

$$\text{IngresosBT} := \text{IngresoBTPotencia} + \text{IngresoBTEnergia}$$

$$\text{IngresosBT} = 28347125 \quad \text{US\$}$$

$$\text{IngresosAP} := \text{IngresoAPPotencia} + \text{IngresoAPEnergia}$$

$$\text{IngresosAP} = 4003442 \quad \text{US\$}$$

$$\text{IngresosAP} := \text{IngresoAPPotencia} + \text{IngresoAPEnergia}$$

$$\text{IngresosAP} = 4003442 \quad \text{US\$}$$

$$\text{IngresosVentas} = \text{IngresosAT} + \text{IngresosMT} + \text{IngresosBT} + \text{IngresosAP}$$

$$\text{IngresosVentas} = 43756058 \quad \text{US\$}$$

$$\text{PrecioMedioTotal} = \frac{(\text{IngresosVentas} + \text{CostosComercialEmpresa})}{\text{VentasTotalEnergia}}$$

$$\text{PrecioMedioTotal} = 0.1181 \quad \text{US\$ / kWh}$$

CAPÍTULO 5:

5. PLIEGOS TARIFARIOS.-

5.1 ESTRUCTURA TARIFARIA.-

En primer lugar, una vez que se ha realizado, puesto a consideración y aprobado por el Directorio del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, el estudio y cálculo de Costos de las Empresas Eléctricas de Distribución, para el período 2002 – 2003, se establece que el Precio Medio objetivo, a nivel nacional, es 10.38 US¢/kWh, el mismo que al ser comparado con el Precio Medio aprobado para el año 2001, 10.40 US¢/kWh, son similares. [Referencia ANEXO 2]

Luego, considerando el congelamiento de las tarifas a usuario final a partir del mes de abril del año 2002, la evolución del Precio Medio se detuvo en un valor equivalente a 8.79 US¢/kWh. Este valor fue determinado en función de cálculos efectuados en base de los cuadros de distribución de frecuencias correspondientes al mes de mayo del año 2002.

En virtud de los dos aspectos anteriores, se hace necesario volver a la implementación un proceso de ajuste tarifario, basado en un mecanismo de incrementos mensuales, de tal forma que permita alcanzar la tarifa objetivo que cubra el precio medio de cada una de las empresas distribuidoras, establecidos en el Estudio de Costos 2002 - 2003.

El mecanismo de incrementos mensuales se plantea a partir de los consumos del mes de enero de 2003, cuya emisión se elabora en febrero del mismo año, hasta los consumos de diciembre de 2003, realizándose un incremento del 1.64%% a los cargos tarifarios que se encontraban congelados y que todavía no alcanzan la tarifa real de los diferentes sectores de consumo o tipos de servicio. Este criterio implica que no se modifiquen los cargos

tarifarios que se viene aplicando en media y alta tensión a los abonados generales de los sectores comerciales e industriales.

En función de cumplir con este objetivo es necesario señalar que el pliego tarifario de detalle, que se aplicará para este nuevo período es el mismo aprobado en el mes de octubre de 2001. Sin embargo, cabe anotar que este nuevo Pliego Tarifario contiene un ajuste puntual en la normativa referente a los abonados generales de baja tensión, asistencia social y beneficio público, con demanda, a fin de que se les aplique la misma tarifa que en media tensión. Además, se establece una medida ampliatoria en los consumos estacionales, específicamente, para los abonados generales de bombeo de agua para usos piscícolas y de riego, cuya estacionalidad alta excede de los seis meses.

5.2 MARCO LEGAL VIGENTE PARA TARIFAS ELÉCTRICAS.-

El marco legal en el cual se sustenta los Pliegos Tarifarios está definido, bajo los siguientes términos:

LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO.

CAPÍTULO VIII : MERCADOS Y TARIFAS

Art. 51.- De las Tarifas: Precios Sujetos a Regulación.-Los precios sujetos a regulación se denominará de aquí en adelante tarifas y corresponderán únicamente a los siguientes:

- a) Las transferencias de potencia y energía entre generadores, que resulten de la operación a mínimo costo del Sistema Nacional Interconectado, cuando ellas no estén contempladas en contratos a plazo. Las tarifas aplicadas a estas transferencias serán calculadas por el CENACE;
- b) Las transferencias de potencia y energía de generadores a distribuidores, las cuales serán calculadas por el CENACE y aprobadas por el CONELEC, con la excepción señalada en el artículo 54;

- c) Las tarifas de transmisión, que compensen el uso de las líneas de transmisión, subestaciones de transformación y demás elementos constitutivos del sistema de transmisión las cuales serán aprobadas por el CONELEC;
- d) El peaje por el uso, por parte de terceros, del sistema de distribución, el cual será igual al Valor Agregado de Distribución (VAD) aprobado por el CONELEC menos los costos asociados al cliente, según el artículo 58 de esta Ley; y,
- e) Las tarifas por suministros a consumidores finales abastecidos por empresas de distribución que no tengan o no hayan ejercido la opción de pactar libremente sus suministros, las cuales serán aprobadas en forma de pliegos tarifarios por el CONELEC.

Art. 53.- Principios Tarifarios.- Los pliegos tarifarios aprobados por el CONELEC se ajustarán a los siguientes principios, según corresponda:

- a) Las tarifas aplicables a los consumidores finales cubrirán los precios referenciales de generación, los costos medios del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD) de empresas eficientes. En consecuencia, las tarifas reflejarán los costos reales del servicio basados en parámetros internacionales de calidad y eficiencia y en ningún caso excederán las que rijan en el mercado internacional.¹⁻²
- b) Los pliegos tarifarios serán elaborados sobre la base de la aplicación de índices de gestión establecidos mediante regulación por el CONELEC, para empresas eficientes con costos reales³.

El ente regulador determinará la periodicidad de revisión y aprobación de los pliegos tarifarios, la que en ningún caso podrá ser menor a un año; y,

¹ Ultima frase agregada mediante Ley 2000-4 (Ley para la Transformación Económica del Ecuador) publicada en el Suplemento del Registro Oficial No.34 del 13 de marzo del 2000.

² Se suprime inciso final del Art. 53, mediante Ley 2000-1 (Ley para la Promoción de la Inversión y la Participación Ciudadana) publicada en el Suplemento del Registro Oficial No.144 de 18 de agosto de 2000.

³ Reforma del primer inciso del literal b) mediante Ley 2000-1 (Ley para la Promoción de la Inversión y la Participación Ciudadana) publicada en el Suplemento del Registro Oficial No.144 de 18 de agosto de 2000.

- c) La estructura tarifaria para el consumidor final que no esté en posibilidad de suscribir contratos de largo plazo para el suministro de la energía o que estándolo no haya hecho uso de esa posibilidad, deberá reflejar los costos que los clientes originen según sus modalidades de consumo, y nivel de tensión eléctrica.

Además, en la elaboración de los pliegos tarifarios se deberá tomar en cuenta el derecho de los consumidores de más bajos recursos a acceder al servicio eléctrico dentro de condiciones económicas acordes con sus posibilidades. Se considerarán como consumidores de bajo consumo en esta categoría, en cada zona geográfica de concesión en distribución, a aquellos que no superen el consumo mensual promedio del consumo residencial en su respectiva zona geográfica, pero que en ningún caso superen el consumo residencial promedio a nivel nacional. Estos valores de consumo serán determinados para cada caso, al inicio de cada año por el CONELEC, en base a las estadísticas del año inmediato anterior. Los consumidores de bajo consumo, serán subsidiados por los usuarios residenciales de mayor consumo en cada zona geográfica. [Referencia bibliográfica No. 7]

REGLAMENTO DE TARIFAS.

CAPÍTULO IV : PLIEGOS TARIFARIOS

SECCIÓN I: ESTRUCTURA TARIFARIA.

Art. 16.- Criterios para la fijación de la estructura tarifaria.- La estructura tarifaria reflejará los costos que los clientes originen según las características del consumo y el nivel de tensión al cual éste se presta.

Art. 17.- Clasificación.- Por las características del consumo se considerarán tres categorías de tarifas: residencial, general y alumbrado público; y, por el nivel de tensión, tres grupos: alta tensión, media tensión y baja tensión.

Al inicio de cada período tarifario, el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, podrá subdividir o plantear nuevas categorías si las características

del mercado lo requieran, a fin de definir comportamientos que sean representativos y agrupen al menos al 10% de los Consumidores, cuando su aplicación signifique mejoras técnicas o económicas en la prestación del servicio tanto para los consumidores como para el distribuidor.

SECCIÓN II: PLIEGOS TARIFARIOS.

Art. 18.- Contenido y Ámbito de aplicación.- Los pliegos tarifarios contendrán: tarifas al consumidor final, tarifas de transmisión, peajes de distribución, tarifas de alumbrado público y las fórmulas de reajuste correspondientes.

Las tarifas al consumidor final estarán destinadas a todos los consumidores que no hayan suscrito un contrato a plazo con un generador o un distribuidor. La correcta aplicación de estas tarifas estará a cargo de los distribuidores en su zona de concesión.

Las tarifas de transmisión y los peajes de distribución serán los pagos que deberán realizarse a favor del transmisor o del distribuidor, respectivamente, por quienes utilicen dichas instalaciones. La liquidación de estos pagos estará a cargo del Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, en coordinación con el transmisor y los distribuidores y de conformidad con los reglamentos de Operación y Despacho del Sistema Nacional Interconectado y de Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

El pago del alumbrado público, es de responsabilidad de las respectivas municipalidades; el mecanismo de cobro se sujetará a las disposiciones que mediante regulación dictará el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Art. 19.- Tarifas al Consumidor Final.- Las tarifas al consumidor final serán estacionales y en función de los cargos variables se estructurarán como: monomías, monomías horarias, binomías y binomías horarias.

Las tarifas monomías, son aquellas que tienen un cargo por energía; las tarifas monomías horarias, son las que tienen tres cargos por energía: en período de punta, en período de demanda media y en período de base; las tarifas binomías, son aquellas que tienen un cargo por potencia y un cargo por energía; y, las tarifas binomías horarias tienen cargos por potencia y energía dependiendo de los períodos de: punta, demanda media y base.

Para alta y media tensión, serán binomías y binomías horaria. Para baja tensión, las tarifas residenciales y generales podrán ser: monomías, monomías horarias, binomías y binomías horarias en función de las características del consumo.

El cargo por potencia estará expresado en dólares por kilovatio, el cargo por energía en dólares por kilovatio - hora y el cargo por atención al cliente en dólares por consumidor.

El Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, definirá el Punto de Entrega en el cual se realizará el registro de consumo para cada una de las tarifas, de conformidad a lo establecido en el Reglamento Suministro del Servicio de Electricidad.

Art. 23.- Emisión de los Pliegos Tarifarios.- Con base en la información entregada por el Consejo Nacional de Control de Energía, CENACE, el transmisor y los distribuidores, el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, fijará, aprobará y publicará anualmente los pliegos tarifarios y dispondrá a los distribuidores su difusión en los medios de comunicación de mayor cobertura de su área de concesión. De conformidad con la ley, los pliegos tarifarios entrarán en vigencia el treinta de octubre de cada año.

Copias de los pliegos tarifarios serán entregadas a los consumidores que lo soliciten. [Referencia bibliográfica No. 8]

RESOLUCIÓN No. 0284 / 02
EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD
RESUELVE

11. Aprobar el texto del Pliego Tarifarios para el período noviembre/02 – diciembre/03, con las modificaciones introducidas.

13. Aprobar los “Cargos Tarifarios de las Empresas Eléctricas. Nov/02 – Oct/03”, para consumidores finales, y para alumbrado público, cuyo detalle se presenta en el Anexo correspondiente.

14. la meta para alcanzar los valores de tarifas señalados en los numerales anteriores, se determinará conforme con al cronograma y la estrategia de implementación ya anteriormente establecidos por este Directorio, y consiguientemente se reanudará la aplicación del sistema de ajustes mensuales, a partir de los consumos de enero/03, emisión febrero/03, hasta que alcancen dichas tarifas. En el caso de aquellas tarifas que de conformidad con el plan de vigencia, han alcanzado los valores de precio real establecidos en el estudio aprobado en esta fecha, se mantendrán en esos niveles. [Referencia Anexo 2]

5.3 PLIEGO TARIFARIO.-

1. ASPECTOS GENERALES

El presente Pliego Tarifario se sujeta a las disposiciones que emanan de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y del Reglamento de Tarifas.

El Pliego Tarifario contiene: tarifas al consumidor final, tarifas de transmisión, peajes de distribución, tarifas de alumbrado público y las fórmulas de reajuste correspondientes.

2. DEFINICIONES

Para su aplicación se deberán considerar las siguientes definiciones:

Las tarifas al consumidor final estarán destinadas a todos los Consumidores que no hayan suscrito un contrato a plazo con un generador o un Distribuidor. La correcta aplicación de estas tarifas estará a cargo de los Distribuidores en su zona de concesión.

Las tarifas de transmisión y los peajes de distribución serán los pagos que deberán realizarse a favor del Transmisor o del Distribuidor, respectivamente, por quienes utilicen dichas instalaciones. La liquidación de estos pagos estará a cargo del CENACE en coordinación con el Transmisor y los Distribuidores.

3. CATEGORÍAS Y GRUPOS DE TARIFAS

De conformidad con el artículo 17 del Reglamento de Tarifas, por las características de consumo se consideran tres categorías de tarifas: *residencial, general y alumbrado público*; y, por el nivel de tensión, tres grupos: *alta tensión, media tensión y baja tensión*.

Categoría de Tarifa Residencial: Corresponde al servicio eléctrico destinado exclusivamente al uso doméstico de los Consumidores, es decir, dentro de la residencia de la unidad familiar independientemente del tamaño de la carga conectada. También se incluye a los Consumidores de escasos recursos y bajos consumos que tienen integrada a su vivienda una pequeña actividad comercial o artesanal.

Categoría General: Servicio eléctrico destinado a los Consumidores en actividades diferentes a la Categoría Residencial y básicamente comprende el comercio, la prestación de servicios públicos y privados, y la industria.

Se consideran dentro de esta categoría, entre otros, los siguientes:

- ❑ Locales y establecimientos públicos o privados comerciales o de carácter fabril o industrial.
- ❑ Plantas de radio, televisión y en general de servicios de telecomunicaciones.
- ❑ Instalaciones para el bombeo de agua potable.
- ❑ Locales públicos o privados destinados a la elaboración, o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial y sus oficinas administrativas.
- ❑ Asociaciones civiles y entidades con o sin fines de lucro.
- ❑ Entidades de Asistencia Social o Beneficio Público (guarderías, asilos, hospitales, centros de salud, escuelas, colegios y universidades del Estado).
- ❑ Clínicas y hospitales Privados.
- ❑ Tiendas, almacenes, salas de cine o teatro, restaurantes, hoteles y afines.
- ❑ Oficinas y locales de entidades deportivas.
- ❑ Organismos internacionales, embajadas, legaciones y consulados.
- ❑ Cámaras de comercio e industria tanto nacionales como extranjeras.
- ❑ Entidades del sector público, de carácter seccional, regional y nacional.
- ❑ Instituciones Educativas privadas.
- ❑ Y los demás que no estén considerados en la Categoría de Tarifa Residencial.

Categoría Alumbrado Público: Se aplicará a los consumos destinados al alumbrado de calles, avenidas y en general de vías de circulación pública; a la iluminación de plazas, parques, fuentes ornamentales, monumentos de propiedad pública; y, a los sistemas de señalamiento luminoso utilizados para el control del tránsito.

Grupo Nivel de Alta Tensión: Para voltajes de suministro en el punto de entrega superiores a 40 kV y asociados con la Subtransmisión.

Grupo Nivel de Media Tensión: Para voltajes de suministro en el punto de entrega entre 600 V y 40 kV. Dentro de este grupo se incluyen los consumidores que se conectan a la red de Media Tensión a través de Transformadores de Distribución de su propiedad o de la Empresa de Distribución, para su uso exclusivo.

Grupo Nivel de Baja Tensión: Para voltajes de suministro en el punto de entrega inferiores a 600 V.

Punto de Entrega: Se entenderá como Punto de Entrega el lado de la carga del sistema de medición, es decir, los terminales de carga del medidor, en los sistemas de medición directa y el lado secundario de los transformadores de corriente, en los sistemas de medición indirecta o semindirecta, independientemente de donde estén ubicados los transformadores de potencial.

Consumidores Comerciales e Industriales

Los Distribuidores tienen la obligación de mantener en sus registros una clasificación adicional para identificar a los Consumidores Comerciales e Industriales, para efectos de recaudación del 10% sobre el valor neto facturado por consumo de energía eléctrica, destinado al FERUM.

Para el efecto se considerarán las siguientes definiciones:

Consumidor Comercial: Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para fines de negocio, actividades profesionales o cualquier otra actividad con fines de lucro.

Consumidor Industrial: Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial.

4. TARIFAS DE BAJA TENSIÓN.

4.1 TARIFA RESIDENCIAL (BTCR).

Se aplica a todos los consumidores sujetos a la Categoría de Tarifa Residencial, independientemente del tamaño de la carga conectada. En el caso de que el consumidor residencial sea atendido a través de un transformador de su propiedad y el registro de lectura sea en baja tensión, la empresa considerará un recargo por pérdidas de transformación equivalente a un 2% en el monto total de energía consumida.

El consumidor deberá pagar:

- a) Un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía.
- b) Cargos crecientes por energía en US\$/kWh, en función de la energía consumida.

4.2 TARIFA RESIDENCIAL TEMPORAL (BTCRT).

Se aplica a los consumidores residenciales que no tienen su residencia permanente en el área de servicio y que utilizan la energía eléctrica en forma puntual para usos domésticos (fines de semana, períodos de vacaciones, etc.).

El consumidor deberá pagar:

- a) Un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía.
- b) Un cargo único por energía en US\$/kWh, en función de la energía consumida.

4.3 TARIFA GENERAL (BTCG).

4.3.1 TARIFA GENERAL SIN DEMANDA (BTCGSD)

Tarifa G1. (Comercial sin demanda y Entidades Oficiales sin demanda)

Tarifa G2. (Industrial Artesanal)

Tarifa G3. (Asistencia Social y Beneficio Público, sin demanda)

Se aplica a los consumidores sujetos a la Categoría de Tarifa General en Baja Tensión, cuya potencia contratada o demanda facturable sea de hasta 10 kW.

El consumidor deberá pagar:

- a) Un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía;
- b) Cargos variables por energía expresados en US\$/kWh, en función de la energía consumida.

4.3.2 TARIFA GENERAL CON DEMANDA (BTCGCD)

Se aplica a los consumidores de la Categoría de Tarifa General en Baja Tensión, cuya potencia contratada o demanda facturable sea superior a 10 kW .

El consumidor deberá pagar:

- a) Un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía;
- b) Un cargo por potencia, expresado en US\$/kW, por cada kW de demanda facturable, como mínimo de pago, sin derecho a consumo, establecido en el pliego para la Tarifa de Media Tensión (MTD).
- c) Un cargo por energía, expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida, correspondiente al cargo superior de las tarifas G1 y G2 disminuido en un 20 %.

En el caso de los abonados de asistencia social y beneficio público que cumplan con la condición de una potencia contratada o una demanda superior a 10 kW, se aplicará los mismos cargos tarifarios definidos para estos abonados en el numeral 5.3 de este pliego tarifario

4.4 TARIFA DE ALUMBRADO PÚBLICO (BTAP)

Por el consumo de energía eléctrica para Alumbrado Público, se pagará los siguientes cargos:

- a) Un cargo por potencia, expresado en US\$/kW, por cada kW de demanda facturable como mínimo de pago sin derecho a consumo.
- b) Un cargo por energía, expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida.

5. TARIFAS DE MEDIA TENSIÓN.

Las tarifas de media tensión se aplicarán a los consumidores comerciales, entidades oficiales, industriales, bombeo de agua, etc, servidos por la empresa en los niveles de voltaje entre 40 kV y 600V. Si un consumidor de este nivel de tensión, está siendo medido en baja tensión, la empresa considerará un recargo por pérdidas de transformación equivalente al 2 % del monto total consumido en unidades de potencia y energía.

5.1 TARIFA DE MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA (MTD)

Esta tarifa se aplicará a los consumidores que disponen de un registrador de demanda máxima o para aquellos que no disponen de registrador de demanda, pero tienen potencia contratada o calculada.

El consumidor deberá pagar:

- a) Un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía.
- b) Un cargo por potencia, expresado en US\$/kW, por cada kW de demanda facturable, como mínimo de pago, sin derecho a consumo.
- c) Un cargo por energía, expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida.

5.2 TARIFA DE MEDIA TENSIÓN CON REGISTRADOR DE DEMANDA HORARIA (MTDH)

Esta tarifa se aplicará a los consumidores que disponen de un registrador de demanda horaria que les permite identificar los consumos de potencia y energía en los períodos horarios de punta, demanda media y de base, con el objeto de incentivar el uso de energía en las horas de la noche (22H00 hasta las 07H00).

El consumidor deberá pagar los mismos cargos señalados para la tarifa del numeral 5.1, bajo la siguiente estructura:

- a) Un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía.
- b) Un cargo por demanda, expresado en US\$/kW, por cada kW de demanda facturable, como mínimo de pago, sin derecho a consumo, afectado por un factor de corrección.
- c) Un cargo por energía expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida en el período de demanda media y de punta (07H00 hasta las 22H00), que corresponde al cargo por energía de la tarifa del numeral anterior.
- d) Un cargo por energía expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida, en el período de base (22H00 hasta las 07H00), que corresponde al cargo por energía del literal anterior disminuido en el 20%.

Para su aplicación, se debe establecer la demanda máxima mensual del consumidor durante las horas de pico de la empresa eléctrica (18H00 – 22H00) y la demanda máxima mensual del consumidor, el cargo por demanda aplicado a estos consumidores deberá ser ajustado mediante un factor de corrección (FC), que se obtiene de la relación:

$$FC = DP/DM,$$

Donde:

DP = Demanda máxima registrada por el consumidor en las horas de pico de la empresa eléctrica (18H00 – 22H00).

DM = Demanda máxima del consumidor durante el mes.

En ningún caso este factor de corrección (FC), deberá ser menor que 0.60.

La demanda mensual facturable, es la demanda máxima mensual registrada por el consumidor, la que no podrá ser menor al 70 % de la potencia contratada o de la demanda facturable del consumidor, definida en el numeral 8.

5.3 TARIFA DE MEDIA TENSIÓN PARA ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PÚBLICO

Se aplica para todos los consumidores que estén catalogados como de la Categoría de Tarifa General Asistencia Social y Beneficio Público servidos en media tensión.

El tratamiento tarifario es igual al descrito en los numerales 5.1 y 5.2, aplicando los cargos tarifarios señalados en el cuadro de cargos tarifarios para asistencia social y beneficio público en media tensión.

6. TARIFAS DE ALTA TENSIÓN.

Las tarifas de alta tensión se aplicarán a los consumidores servidos por la empresa en los niveles de voltaje superiores a 40 kV y que deben disponer de un registrador de demanda horaria.

El consumidor deberá pagar los siguientes cargos:

- a) Un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía.
- b) Un cargo por demanda, expresado en US\$/kW, por cada kW de demanda facturable, como mínimo de pago, sin derecho a consumo, afectado por un factor de corrección.

- c) Un cargo por energía expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida en el período de demanda media y de punta (07H00 hasta las 22H00), disminuido en un 10 %.
- d) Un cargo por energía expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida, en el período de base (22H00 hasta las 07H00), que corresponde al cargo por energía del literal anterior disminuido en el 20%.

Para su aplicación, se debe establecer la demanda máxima mensual del consumidor durante las horas de pico de la empresa eléctrica (18H00 – 22H00) y la demanda máxima mensual del consumidor, el cargo por demanda aplicado a estos consumidores deberá ser ajustado mediante un factor de corrección (FC), que se obtiene de la relación:

$$FC = DP/DM,$$

Donde:

DP = Demanda máxima registrada por el consumidor en las horas de pico de la empresa eléctrica (18H00 – 22H00).

DM = Demanda máxima del consumidor durante el mes.

En ningún caso este factor de corrección (FC), deberá ser menor que 0.60.

La demanda mensual facturable, es la demanda máxima mensual registrada por el consumidor, la que no podrá ser menor al 70 % de la potencia contratada o de la demanda facturable del consumidor, definida en el numeral 8.

7. CONSUMOS ESTACIONALES Y OCASIONALES

Los consumidores de la categoría general ubicados en media y alta tensión, con regímenes de consumo estacional, pueden acogerse a esta tarifa. Estos usuarios pueden definir hasta dos períodos estacionales para el año, siendo el uno denominado de estacionalidad alta y el otro de estacionalidad baja. Los cargos por energía y el de comercialización serán los mismos que

se utilizan para los clientes estables. Los cargos por demanda en la estación baja serán los correspondientes a las tarifas relacionados con la demanda del cliente en ese período, el cargo por potencia en la estacionalidad alta estará afectado por un factor de recargo del 100% del cargo correspondiente a la demanda.

Si la estacionalidad alta supera los seis meses, el cargo por potencia de esta estacionalidad estará afectado por un factor de recargo resultante de la relación: $12/n$, donde n es el número de meses de la estacionalidad alta.

8. DEMANDA FACTURABLE

a) En el caso de disponer de un Registrador de Demanda Máxima:

La demanda mensual facturable corresponde a la máxima demanda registrada en el mes por el respectivo medidor de demanda, y no podrá ser inferior al 70 % del valor de la máxima demanda de los doce últimos meses incluyendo el mes de facturación.

Para el caso de los consumidores que utilizan la energía para bombeo de agua de usos agrícola y piscícola, la demanda mensual facturable, será igual a la demanda mensual registrada en el respectivo medidor.

b) En el caso de no disponer de un Registrador de Demanda:

La demanda facturable se computará de la siguiente manera:

El 90 % de los primeros 10 kW de carga conectada;

El 80 % de los siguientes 20 kW de carga conectada;

El 70 % de los siguientes 50 kW de carga conectada;

El 50 % del exceso de carga conectada.

c) Demanda de aparatos de uso instantáneo:

Los procedimientos para la determinación de la demanda facturable señalados en a) y en b), no se aplicarán en el caso de cargas correspondientes a aparatos de uso instantáneo como son por ejemplo: soldadoras eléctricas, equipos de rayos X, turbinas de uso odontológico,

etc. En estos casos la demanda facturable considerará adicionalmente la potencia de placa o la medición de la potencia instantánea de tales equipos. La demanda total facturable corresponderá a la suma de la demanda registrada o calculada según lo establecido en a) y b), más la potencia de placa o potencia instantánea medida de dichos aparatos, afectada por un factor de coincidencia para el caso de varios equipos.

9. CARGOS POR BAJO FACTOR DE POTENCIA

Para aquellos consumidores con medición de energía reactiva, que registren un factor de potencia medio mensual inferior a 0,92, el Distribuidor aplicará los cargos establecidos en el Reglamento de Tarifas, en concepto de *Cargos por bajo factor de potencia*.

10. TARIFA DE TRANSMISIÓN.

Los distribuidores y grandes consumidores deberán pagar por el uso del sistema nacional de transmisión, una tarifa que tendrá un cargo en US\$/kW, por cada kW de demanda máxima mensual no coincidente, que incluye el transporte de energía y el derecho de conexión.

11. PEAJES DE DISTRIBUCIÓN A GRANDES CONSUMIDORES.

Para el caso de los Grandes Consumidores que efectúen contratos directamente con los Generadores, el Distribuidor percibirá en concepto de peaje, como máximo, la totalidad del Valor Agregado de Distribución, en función del nivel de tensión en el punto de entrega.

12. FACTURACIÓN.

La facturación a los consumidores se efectuará con una periodicidad mensual, y no podrá ser inferior a 28 días ni exceder los 33 días calendario. No deberá haber más de doce facturaciones anuales; salvo motivos

de fuerza mayor que deberán ser debidamente justificados y puestos a consideración de CONELEC. Sin embargo, el distribuidor y el consumidor, de así convenir a sus intereses, podrán acordar períodos de facturación distintos.

En caso de que un medidor de un abonado no haya sido leído por alguna causa justificada, la factura mensual se calculará sobre la base del consumo promedio de los tres últimos meses facturados. Si en dos meses consecutivos no es posible efectuar la medición por causas atribuibles al usuario, la empresa notificará de esta circunstancia, pidiéndole dar facilidades para tal medición. En todo caso, la facturación que se realice hasta que se regularice esta situación, seguirá efectuándose siempre con el promedio de consumo de los tres últimos meses facturados.

13. VIGENCIA

El presente pliego tarifario rige a partir del 1º. de Noviembre de 2002 y tendrá vigencia de un año calendario. [Referencia bibliográfica ANEXO 2]

CAPÍTULO 6:

6. REAJUSTE DE TARIFAS ELÉCTRICAS.-

6.1 INTRODUCCIÓN.-

Debido a que en el Ecuador, la aplicación de las tarifas eléctricas no corresponden a valores reales, resultantes de los estudios del Precio Referencial de Generación, Costo medio de Transmisión y Valor Agregado de Distribución y a que estos estudios son hechos en función de:

- Una simulación de cuatro años del despacho de carga de mínimo costo, componente de energía del precio referencial de generación,
- Los costo de capital de inversiones para poner en funcionamiento un equipamiento marginal de mínimo costo para cubrir la demanda máxima del sistema, componente de capacidad del precio referencial de generación,
- Un programa de expansión optimizada del sistema de transmisión, para un período de diez años, mediante un flujo de caja descontado, costo medio de transmisión; y,
- El costo propio de la actividad de distribución de una empresa tipo con costos normalizados, Valor Agregado de Distribución.

Se hace necesario la implementación de una metodología de reajuste de tarifas eléctricas adecuada y de menor impacto social por parte del ente regulador.

Con el fin de alcanzar estas tarifas meta, el Directorio del CONELEC, aprobó las fórmulas de reajuste a clientes finales, denominado¹ "Método B"; y más adelante, conoció y aprobó la "Metodología para el reajuste de Tarifas

¹ El "Método B", fue aprobado en sesión de Directorio, del 27 de septiembre de 2001, mediante Resolución No. 0245-01.

Eléctricas” de conformidad con las disposiciones de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y el Reglamento de Tarifas².

Finalmente, el Directorio del Consejo Nacional de Electricidad, en sesión realizada el 30 de octubre de 2002 y mediante la Resolución No. 0284/02, resolvió en su numeral 11: Mantener la metodología vigente para las fórmulas de reajuste. [Referencia bibliográfica ANEXO 2]

Este criterio se tomó considerando lo establecido el en numeral 8, FÓRMULAS DE REAJUSTE, del documento “ANÁLISIS DE COSTOS Y FIJACIÓN DE TARIFAS PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS SUJETAS A REGULACIÓN DE PRECIOS”, elaborado por la Dirección de Tarifas del CONELEC.

6.2 MARCO LEGAL VIGENTE PARA EL REAJUSTE DE TARIFAS ELÉCTRICAS.-

El marco legal en el cual se sustenta la metodología para el Reajuste de Tarifas Eléctricas está definido en el Reglamento de Tarifas vigente, bajo los siguientes términos:

LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO.

CAPÍTULO VIII : MERCADOS Y TARIFAS

Art. 57.- Pliegos tarifarios y ajustes.- El CONELEC fijará y publicará anualmente las tarifas de transmisión y distribución, así como las fórmulas de reajuste, las que entrarán en vigencia el 30 de octubre del año en que corresponda. Los pliegos tarifarios incluirán ajuste automáticos de tarifas hacia arriba o hacia bajo debido a cambios excepcionales e imprevistos de costos que no pueden ser directamente controlados por el concesionario, reajustes que se aplicarán si la variación de las tarifas es superior o inferior al 5% del valor vigente a la fecha de cálculo.

² La “Metodología para el Reajuste de Tarifas Eléctricas” fue aprobada en sesión de Directorio, del 27 de diciembre de 2001, mediante Resolución No. 0303-01.

REGLAMENTO DE TARIFAS.

CAPÍTULO IV : PLIEGOS TARIFARIOS

SECCIÓN II: PLIEGOS TARIFARIOS.

Art. 22.- Reajuste.- Las tarifas publicadas en el pliego tarifario, tanto para el consumidor final, como la tarifa de transmisión y los peajes de distribución serán reajustadas automáticamente con base en fórmulas aprobadas por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, y que forman parte de los pliegos tarifarios. Los reajustes se harán efectivos siempre y cuando los costos de generación, la Tarifa de Transmisión y el Valor Agregado de Distribución, VAD, individualmente considerados, presenten una variación acumulada en el tiempo, superior al 5% en más o en menos de su base de cálculo.

Para el diseño de las fórmulas de reajuste el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, considerará los siguientes aspectos:

- a) La variación del costo de generación entre los costos referenciales de generación y los costos marginales reales provenientes del despacho a mínimo costo del Centro Nacional de Control de Energía, CENACE.
- b) La variación en los activos e inversiones:
 - b.1. La variación previamente auditada y comparada con el costo de mercado, de los costos de inversión inicialmente considerados en los estudios, sustentados en los planes de expansión aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad, COENELEC;
 - b.2. La variación en los planes de inversión. Para este fin se tomarán en cuenta tanto los cambios de las anualidades de los activos a costo de reposición, como los cambios en la cobertura del servicio. Cualquier variación de los planes de expansión debe obtener, previamente, la aprobación del Consejo Nacional de Electricidad, COENELEC; y,

b.3. La variación anual de los costos de reposición de los activos en servicio, por efectos de la inflación interna para bienes y servicios de origen local; o, externa para bienes y servicios importados, con respecto al valor que tenían a la fecha en la que se fijaron las tarifas al iniciar determinado período; y,

c) La variación de los costos de operación y mantenimiento inicialmente considerados en los estudios, en función del Índice Nacional de Precios al Consumidor. [Referencia bibliográfica No. 8]

6.3 BASE TEÓRICA DEL REAJUSTE DE TARIFAS ELÉCTRICAS.-

La tarifa eléctrica, que se aplica en el Ecuador, está constituida por tres elementos principales:

1. Precio Referencial de Generación, PRG,
2. Tarifa de Transmisión, TT; y,
3. Valor Agregado de Distribución, VAD.

Entonces, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Tarifas vigente, el reajuste de la tarifa eléctrica procederá en cualquiera de estos tres elementos, en función de las siguientes consideraciones:

- i. Una variación de $\pm 5\%$ acumulada en el tiempo del Precio Referencial de Generación, dada por los cambios en los costos marginales de generación,
- ii. Una variación de $\pm 5\%$ acumulada en el tiempo de la Tarifa de Transmisión; o,
- iii. Una variación de $\pm 5\%$ acumulada en el tiempo del Valor Agregado de Distribución, VAD, establecido para cada una de las empresas distribuidoras.

Así se tiene que, por ejemplo, si en una determinada situación y para el mes 0, la tarifa eléctrica media a nivel nacional está dada por los siguientes valores:

$$\begin{aligned} \text{PRGe} &:= 4.15934 && \text{US¢/kWh} \\ \text{PRGp} &:= 1.30749 && \text{US¢/kWh} \\ \text{PRG} &:= \text{PRGe} + \text{PRGp} \\ \text{PRG} &= 5.46683 && \text{US¢/kWh} \\ \text{TT} &= 0.71364 && \text{US¢/kWh} \\ \text{VAD} &:= 3.30000 && \text{US¢/kWh} \\ \text{TarifaMedia} &:= \text{PRG} + \text{TT} + \text{VAD} \\ \text{TarifaMedia} &= 9.48047 && \text{US¢/kWh} \end{aligned}$$

Asumiendo que la variación acumulada absoluta para el precio referencial de generación ΔPRG para el mes 1, en el que se realiza el ajuste, está dada por un valor calculado y no existe variaciones, tanto en la tarifa de transmisión, como en el VAD. Entonces, para verificar si procede o no el reajuste de la tarifa eléctrica media se procede de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \Delta \text{PRG} &:= 0.2823 && \text{US¢/kWh} && \text{:Variación Absoluta} \\ \Delta \text{PRG1} &= \left(\frac{\Delta \text{PRG}}{\text{PRG}} \right) \cdot 100 \\ \Delta \text{PRG1} &= 5.16 && \% && \text{:Variación Relativa} \\ \Delta \text{PRG2} &= \Delta \text{PRG1} && && \text{:Variación Relativa} \\ \Delta \text{PRG2} &= 5.16 && \% && \text{:Variación Acumulativa mes 1} \end{aligned}$$

En este caso existe una variación superior al 5%, en incremento, del precio referencial de generación, por lo que procede el reajuste a la tarifa eléctrica media:

$$\begin{aligned} \text{PRG1} &:= \text{PRG} + \Delta \text{PRG} \\ \text{PRG1} &= 5.74913 && \text{US¢/kWh} \\ \text{TarifaMedia} &= \text{PRG1} + \text{TT} + \text{VAD} \\ \text{TarifaMedia} &= 9.76277 && \text{US¢/kWh} \end{aligned}$$

De este ejemplo se puede establecer que cualquier variación absoluta equivalente a una variación relativa acumulada en el tiempo dada, sea en el precio referencial de generación o en la tarifa de transmisión, que supere el

5% se traslada, dicha variación absoluta, en forma directa a la tarifa eléctrica de todas las empresas distribuidoras. En tanto que, una variación absoluta en el Valor Agregado de Distribución, que represente una variación relativa acumulada en el tiempo superior al 5% es específica para cada una de las empresas distribuidoras.

La metodología para el proceso de reajuste del Precio Referencial de Generación, la Tarifa de Transmisión y el Valor Agregado de Distribución que se describe en este capítulo y desarrollada en el programa computacional, está sustentada en el documento técnico para conocimiento del sector eléctrico³: “REAJUSTE DE TARIFAS ELÉCTRICAS. Noviembre y Diciembre 2001”.

6.4 PARÁMETROS CONSIDERADOS EN EL REAJUSTE DE TARIFAS ELÉCTRICAS.-

Para el desarrollo de la metodología de reajuste de tarifas eléctricas se consideran dos tipos de variables:

1. Variables o parámetros de entorno; y,
2. Variables o parámetros propios de cada empresa distribuidora.

6.4.1 VARIABLES DE ENTORNO.-

El concepto de este tipo de variables es el mismo que fue expuesto en el numeral 3.1 del capítulo 3 y dentro de este grupo de variables se consideran los siguientes parámetros:

1. Tasa de descuento,
2. Vida útil de activos en servicio,
3. Precio Referencial de Generación; y,
4. Costos de transmisión.

³ El documento: “REAJUSTE DE TARIFAS ELÉCTRICAS. Noviembre y Diciembre 2001” fue elaborado por el Econ. Carlos Jaramillo y el Ing. Wilson Peñaherrera.

6.4.1.1 TASA DE DESCUENTO.-

La metodología para la determinación de la tasa de descuento fue aprobada por el Directorio del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, el 19 de diciembre de 2001, mediante Resolución No. 0295-01 y se encuentra detallada en el numeral 3.1.1 del Capítulo 3. Sin embargo, el valor utilizado en la metodología de reajuste de tarifas es de 11.2% para el período oct. 2001 - sept. 2005 y para el período oct. 2002 – sept. 2006.

6.4.1.2 VIDA ÚTIL DE ACTIVOS EN SERVICIO.-

Los conceptos referentes al vida útil de los activos en servicio se encuentran expuestos en el numeral 3.1.5 del capítulo 3, por lo que en esta ocasión solo se mencionará que para la metodología e reajuste de Tarifas Eléctricas se considera un período de 30 años como vida útil para cualquier tipo de activo en servicio, correspondientes a las etapas funcionales de la empresa distribuidora y que permite considerar el costo de capital de las mismas, en el caso del período octubre 2001 - septiembre 2005. Mientras que, para el período octubre 2002 – septiembre 2006, se hace uso de las vidas útiles desagregadas para cada etapa funcional, expuesta en la TABLA 3.4 del numeral 3.1.5 del capítulo 3.

6.4.1.3 PRECIO REFERENCIAL DE GENERACIÓN.-

El proceso de reajuste de Tarifas Eléctricas requiere de información referente al Precio Referencial de Generación debido a que en función de este parámetro se establece el Valor Agregado de Distribución y, obviamente, el reajuste del Precio Referencial de Generación. Los datos necesarios son los siguientes:

1. Los Precios Referenciales de Generación mensuales planificados, dados para el período de estudio.

2. El Precio Referencial de Generación estabilizado o plano, dado para el período de estudio.
3. Los costos marginales reales para los diferentes meses en los que se va a realizar el ajuste, dados a partir del mes de noviembre de 2001.

Cada tipo de datos respecto al Precio Referencial de Generación es proporcionada por el CENACE, por lo que para el programa computacional se los considera ya sea como información dada o datos de entrada.

Los Precios Referenciales de Generación Planificados están dados en función de los precios spot de energía, resultantes del despacho económico de mínimo costo, y las demandas de energía dadas para un período de cuatro años⁴. Así por ejemplo, para el de noviembre de 2001, en el período de estudio octubre 2001 – septiembre 2005, se tiene:

DemandaPunta := 104.3 GWh

DemandaMedia := 629.0 GWh

DemandaBase = 162.2 GWh

CostoPunta := 69.8950 US\$ / MWh

CostoMedia := 65.1590 US\$ / MWh

CostoBase := 64.3400 US\$ / MWh

Punta := DemandaPunta · CostoPunta · 1000

Punta = 7290048.5 US\$

Media = DemandaMedia · CostoMedia · 1000

Media = 40985011 US\$

Base := DemandaBase · CostoBase · 1000

Base = 10435948 US\$

$$\text{PRGPlanificado} := \frac{\text{Punta} + \text{Media} + \text{Base}}{(\text{DemandaPunta} + \text{DemandaMedia} + \text{DemandaBase}) \cdot 10000}$$

PRGPlanificado = 6.55623 US¢/kWh

⁴ Los datos utilizados en el programa computacional han sido tomados del ANEXO 3 del documento técnico: "REAJUSTE DE TARIFAS ELÉCTRICAS. Noviembre y Diciembre de 2001".

El Precio referencial de Generación Estabilizado o Plano, PRG_{ES}, se define en función de los Precios Referenciales de Generación Planificados, PRG_i, las demandas de energía mensuales, q_i correspondientes al período y la tasa de descuento establecida. El concepto básico de este precio estabilizado está definido por un valor que garantiza que el valor presente de los precios mensuales planificados sea equivalente al valor presente de dicho precio. La formulación del Precio Referencial de generación estabilizado o plano es la siguiente:

$$\text{ValorPresenteIngresoAPRG}_i = \text{ValorPresenteIngresosAPRG}_E$$

$$\sum_{i=1}^{48} \frac{\text{PRG}_i \cdot q_i}{(1 + td)^i} = \sum_{i=1}^{48} \frac{\text{PRG}_E \cdot q_i}{(1 + td)^i}$$

$$\text{PRG}_E = \frac{\sum_{i=1}^{48} \frac{\text{PRG}_i \cdot q_i}{(1 + td)^i}}{\sum_{i=1}^{48} \frac{q_i}{(1 + td)^i}}$$

Tanto al valor del PRG planificado mensual, como al PRG estabilizado, se debe adicionar los valores correspondientes a los costos de Generación forzada, Generación de Reactivos y Arranque de unidades de vapor.

6.4.1.4 COSTO DE TRANSMISIÓN.-

Para la determinación de los costos planificados de transmisión, correspondientes al período de estudio, se utiliza la información⁵ suministrada por TRANSELECTRIC, que es el agente encargado de la planificación y manejo del sistema de transmisión en el Ecuador.

Los valores principales, para el período octubre 2001 – septiembre 2005, se determinan de la siguiente manera:

⁵ Los datos utilizados en el programa computacional han sido tomados del ANEXO 3 del documento técnico: "REAJUSTE DE TARIFAS ELÉCTRICAS. Noviembre y Diciembre de 2001".

VP Mensual Inversiones y Costos := 49419408 US\$

VP Anual Inversiones y Costos := 619136848 US\$

VP Potencia := 15922475 kW

VP Energía := 86757190000 kWh

$$TT := \frac{VP \text{ Mensual Inversiones y Costos}}{VP \text{ Potencia}}$$

TT = 3.1 US\$ / kW-mes

$$TT_{\text{referido}} := \frac{VP \text{ Anual Inversiones y Costos} \cdot 100}{VP \text{ Energía}}$$

TTreferido = 0.71364 US¢/kWh

$$f_{\text{medio}} := \frac{VP \text{ Energía}}{8760 VP \text{ Potencia}}$$

fmedio = 0.622

Los valores anteriormente calculados, no tienen vigencia para el período de estudio oct. 2002 – sept. 2006, para el cual se toma en consideración los valores expuestos en el numeral 3.1.8 del capítulo 3.

6.4.2 VARIABLES PROPIAS DE LA EMPRESA.-

El concepto de este tipo de variables es el mismo que fue expuesto en el numeral 3.2 del capítulo 3 y dentro de este grupo de variables se consideran los siguientes parámetros, dados tanto para energía como para potencia:

I. Compras.

II. Ventas:

- ✓ Alta tensión,
- ✓ Media tensión,
- ✓ Baja tensión; y,
- ✓ Alumbrado público.

III. Grandes consumidores:

- ✓ Líneas de subtransmisión,
- ✓ Subestaciones de distribución; y,

- ✓ Alimentadores primarios.

IV. Pérdidas técnicas:

- ✓ Líneas de subtransmisión,
- ✓ Subestaciones de distribución,
- ✓ Alimentadores Primarios,
- ✓ Transformadores de distribución,
- ✓ Redes secundarias,
- ✓ Acometidas y medidores; y,
- ✓ Alumbrado público.

V. Pérdidas no técnicas:

- ✓ Líneas de subtransmisión,
- ✓ Alimentadores Primarios; y,
- ✓ Baja tensión.

VI. Activos en servicio:

- ✓ Líneas de subtransmisión,
- ✓ Subestaciones de distribución,
- ✓ Alimentadores Primarios,
- ✓ Transformadores de distribución,
- ✓ Redes secundarias,
- ✓ Instalaciones de Servicio al Cliente,
- ✓ Instalaciones Generales; y,
- ✓ Alumbrado público.

VII. Costos de operación y mantenimiento:

- ✓ Líneas de subtransmisión,
- ✓ Subestaciones de distribución,
- ✓ Alimentadores Primarios,
- ✓ Transformadores de distribución,
- ✓ Redes secundarias,
- ✓ Instalaciones de Servicio al Cliente; y,
- ✓ Alumbrado público.

Para el método de reajuste de tarifas implementado en el programa computacional se utiliza los datos correspondientes al estudio realizado

para el valor Agregado de Distribución 2001⁶ en el caso del período oct. 2001 – sept. 2005. En tanto que, para el período oct. 2002 – sept. 2006 se utiliza los datos correspondientes al Estudio del Valor Agregado de Distribución 2001 – 2002. Cada uno de estos valores los puede visualizar en el submenú principal: ESTUDIO DE COSTOS.

6.5 REAJUSTE DEL PRECIO REFERENCIAL DE GENERACIÓN.-

La metodología para el reajuste del precio referencial de generación requiere de la información de los siguientes parámetros, establecidos para un período de cuatro años, en este caso desde oct. de 2002 hasta sept. de 2006:

1. Demandas de energía planificadas para el periodo de estudio, por bloques de demanda.
2. Precios Spot de energía, resultantes del despacho económico de mínimo costo para cada bloque de demanda.
3. Precio Referencial de Generación, componente de energía, planificados. PRG_E .
4. Precio Referencial de Generación, componente de capacidad, planificados. PRG_P .
5. Precio Referencial de Generación Total planificados. PRG .
6. Precio Referencial de Generación Total Real del mes que se va a desarrollar el ajuste. PRG_R .
7. Precio Referencial de Generación Total Estabilizado para el período de estudio, PRG_{ES} .

6.5.1 CÁLCULO DE LOS PRECIOS REFERENCIALES DE GENERACIÓN, COMPONENTE DE ENERGÍA, MENSUALES PLANIFICADOS.-

La determinación de los Precios Referenciales de Generación, componente de energía, mensuales planificados está dada en función de las

⁶ Los datos utilizados en el programa computacional han sido tomados del ANEXO 10 del documento técnico: "REAJUSTE DE TARIFAS ELÉCTRICAS. Noviembre y Diciembre de 2001".

demandas y precios spot de energía planificadas para el período de estudio. Así por ejemplo, para el período octubre 2002 – septiembre 2006, la información es la siguiente:

COSTOS MARGINALES Y PRECIO REFERENCIAL DE GENERACIÓN

mes-año	Demanda de energía, a nivel nacional				Costo marginal, a nivel nacional			
	Punta GWh	Media GWh	Base GWh	Total GWh	Punta \$/MWh	Media \$/MWh	Base \$/MWh	Promedio
oct-02	213.5	293.5	448.4	955.4	55.38	52.85	52.21	53.11
nov-02	208.0	286.0	436.9	930.9	58.05	56.79	56.02	56.71
dic-02	219.4	301.7	460.9	982.0	60.38	59.98	59.65	59.91
ene-03	216.4	297.6	454.7	968.7	58.82	58.11	58.04	58.24
feb-03	202.1	277.9	424.5	904.5	59.39	56.85	56.29	57.16
mar-03	223.7	307.5	469.8	1,001.0	55.35	50.30	49.70	51.14
abr-03	219.0	301.2	460.3	980.5	53.05	44.75	43.50	46.01
may-03	225.6	310.2	474.0	1,009.8	53.05	41.68	39.22	43.06
jun-03	211.7	291.1	444.8	947.6	51.97	39.31	32.40	38.89
jul-03	212.4	292.1	446.4	950.9	51.00	36.62	19.47	31.78
ago-03	216.2	297.3	454.2	967.7	51.13	40.95	35.87	40.84
sep-03	212.1	291.6	445.6	949.3	52.46	46.30	43.95	46.58
oct-03	221.4	304.4	465.1	990.9	53.96	51.29	51.04	51.77
nov-03	215.8	296.6	453.2	965.6	58.52	56.40	56.30	56.83
dic-03	227.5	312.9	478.0	1,018.4	60.02	59.31	59.13	59.39
ene-04	229.5	315.5	482.1	1,027.1	56.63	55.77	55.57	55.87
feb-04	214.3	294.6	450.1	959.0	56.50	54.33	53.96	54.64
mar-04	237.1	326.0	498.1	1,061.2	54.10	49.46	48.09	49.86
abr-04	232.3	319.4	488.0	1,039.7	52.91	43.26	40.60	44.17
may-04	239.3	328.9	502.6	1,070.8	52.52	42.63	38.58	42.94
jun-04	224.5	308.6	471.5	1,004.6	52.11	41.10	35.65	41.00
jul-04	225.2	309.7	473.2	1,008.1	51.25	38.04	33.63	38.92
ago-04	229.2	315.2	481.6	1,026.0	50.78	41.39	39.00	42.37
sep-04	224.9	309.2	472.5	1,006.6	52.68	47.49	46.04	47.97
oct-04	234.8	322.7	493.1	1,050.6	54.25	50.53	50.21	51.21
nov-04	228.7	314.5	480.4	1,023.6	58.39	56.79	56.61	57.06
dic-04	241.2	331.7	506.9	1,079.8	59.26	58.48	58.40	58.62
ene-05	241.6	332.2	507.6	1,081.4	49.34	48.21	48.00	48.36
feb-05	225.6	310.2	473.9	1,009.7	48.64	45.07	44.67	45.68
mar-05	249.6	343.2	524.5	1,117.3	46.72	40.12	39.99	41.54
abr-05	244.6	336.3	513.8	1,094.7	46.05	35.68	34.68	37.52
may-05	251.9	346.3	529.1	1,127.3	45.35	34.91	33.06	36.37
jun-05	236.3	324.9	496.5	1,057.7	43.79	34.31	31.69	35.20
jul-05	237.2	326.1	498.3	1,061.6	39.62	33.87	28.26	32.52
ago-05	241.4	331.9	507.1	1,080.4	38.60	34.70	31.22	33.93
sep-05	236.8	325.6	497.4	1,059.8	40.44	36.11	34.88	36.50
oct-05	247.2	339.8	519.2	1,106.2	42.58	38.09	37.99	39.04
nov-05	240.8	331.1	505.9	1,077.8	45.13	42.48	42.24	42.96
dic-05	254.0	349.3	533.6	1,136.9	46.36	45.18	44.94	45.33
ene-06	254.1	349.4	533.8	1,137.3	45.56	44.19	44.15	44.48
feb-06	237.2	326.2	498.4	1,061.8	48.72	44.94	44.73	45.68
mar-06	262.6	360.9	551.5	1,175.0	46.62	39.55	39.13	40.93
abr-06	257.2	353.6	540.3	1,151.1	45.91	35.25	34.34	37.20
may-06	264.9	364.2	556.4	1,185.5	37.95	33.62	28.85	32.35
jun-06	248.5	341.7	522.1	1,112.3	39.99	33.40	22.50	29.76
jul-06	249.4	342.9	524.0	1,116.3	35.87	33.42	11.85	23.84
ago-06	253.8	349.0	533.2	1,136.0	36.11	33.65	24.82	30.06
sep-06	249.0	342.4	523.1	1,114.5	38.12	34.98	31.82	34.20

(*) El costo marginal no incluye generación forzada, generación de reactivos y arranque de unidades a vapor.

TABLA 6.1.- Demandas de energía y Precios Spot planificados. Período Oct. 2002 – Sept. 2006.

En primer lugar, se establece el costo total mensual, dado por la suma de los productos de los Precios Spot de energía y la demanda planificada por bloques de demanda, correspondientemente. Luego, se establece el costo unitario de energía mensuales relacionando el costo total resultante y la demanda de energía total mes a mes. Cabe anotar que estos primeros costos unitarios de generación no consideran los costos adicionales por generación de reactivos, generación forzada y arranque de unidades de vapor. Así por ejemplo, para el período octubre 2002 – septiembre 2006, los costos unitarios preliminares se presentan en la TABLA 6.3.

Establecidos, los primeros costos unitarios de energía se determina el Precio Referencial de Generación Estabilizado, que en igual forma no considera los costos de la generación adicional. Para esto se determina el valor presente de los costos totales mensuales calculados y se lo relaciona con el valor presente de las demandas de energía planificadas. Este valor garantiza que el valor presente de los costos mensuales, calculados con este precio y las demandas de energía, sea igual al valor presente de los costos mensuales calculados con los costos unitarios preliminares. Así por ejemplo, para el período octubre 2002 – septiembre 2006, el precio referencial de generación estabilizado preliminar se presenta en la TABLA 6.3.

Para incorporar los costos de la generación de reactivos, la generación forzada y el arranque de unidades de vapor en los costos unitarios de energía mensuales se utiliza los porcentajes que representan estos conceptos respecto del costo de generación estacional proporcionado en los estudios realizados por el Centro Nacional de Control de Energía. Para el período octubre 2002 – septiembre 2006, los datos correspondientes a la generación adicional estacional, lluviosa y seca, están dados en las TABLAS 6.2. Adicionalmente, en función de estos valores se establece el Precio Referencial de Generación Estabilizado total.

PERIODO DE ANÁLISIS: OCTUBRE/2002 - SEPTIEMBRE/2006

(Valores expresados en \$ US\$ / kWh)

COMPONENTE	Porcentajes		Porcentajes	
	Octubre - Marzo	%	Abril - Septiembre	%
1.- GENERACIÓN DE ENERGÍA				
Punta	5.35329		4.67273	
Media	5.09105		3.84280	
Base	5.05706		3.34556	
Medio Estacional	5.13369		3.79483	
2.- GENERACIÓN FORZADA (Por seguridad y calidad de servicio)	0.00272	0.063%	0.00721	0.190%
3.- GENERACIÓN DE REACTIVOS (Por seguridad y calidad de servicio)	0.02110	0.411%	0.02493	0.667%
4.- CONTRATOS PPA_s	0.00000		0.00000	
5.- ARRANQUE DE UNIDADES VAPOR	0.00000	0.000%	0.00057	0.015%
PRECIO REFERENCIAL DE GENERACIÓN COMPONENTE - ENERGÍA (1+2+3+4+5)	5.15751		3.82754	

ENERGÍA PONDERADA A VALOR PRESENTE (GWh)	
PERÍODO OCT-MARZO	21,172.4
PERÍODO ABRIL-SEPTIEMBRE	20,426.4
DEMANDA TOTAL	41,598.8

PRECIO REFERENCIAL PONDERADO DE ENERGÍA (\$ US\$/kWh)	
1.- GENERACIÓN DE ENERGÍA	4.47627
2.- GENERACIÓN FORZADA	0.00493
3.- GENERACIÓN DE REACTIVOS	0.02298
4.- CONTRATOS PPA _s	0.00000
5.- ARRANQUE DE UNIDADES VAPOR	0.00028
TOTAL PRG - COMPONENTE ENERGÍA	4.60445

Fuente: CENACE

TABLA 6.2.- Costos de generación adicional y Precio Referencial de Generación Estabilizado. Período 2002 – 2006.

El proceso para calcular los precios referenciales de generación mensuales, componente de energía, incluyendo los costos de la generación adicional, está dado por la condición de que los costos a valor presente calculados en función del precio referencial de generación estabilizado y las demandas de energía planificadas sea igual al valor presente de los costos totales mensuales calculados en función de los costos unitarios preliminares adicionando a los mismos, los costos de la generación adicional de la estación correspondiente, que están definidos por los porcentajes calculados y un factor de corrección que hace que la igualdad se cumpla. Así por ejemplo, para el período octubre 2002 – septiembre 2006, los precios referenciales de generación, componente de energía, planificados y el precio referencial de generación estabilizado se presenta en la TABLA 6.3.

mes-año	Costo total US\$	Costo unitar. US\$/kWh	PRG(E) plano	Costo a PRG plano	Gen. Forzad.	Gen. React.	Arranque V.
					0.191%	0.660%	0.015%
					0.053%	0.413%	0.000%
oct-02	50,745,897	5.31148	4.47613	42,764,964	0.00283	0.02193	0.00000
nov-02	52,790,720	5.67093	4.47613	41,668,311	0.00302	0.02342	0.00000
dic-02	58,834,476	5.99129	4.47613	43,955,615	0.00319	0.02474	0.00000
ene-03	56,412,328	5.82351	4.47613	43,360,289	0.00310	0.02405	0.00000
feb-03	51,697,333	5.71557	4.47613	40,486,612	0.00304	0.02360	0.00000
mar-03	51,195,359	5.11442	4.47613	44,806,080	0.00272	0.02112	0.00000
abr-03	45,116,933	4.60142	4.47613	43,888,473	0.00878	0.03037	0.00069
may-03	43,486,335	4.30643	4.47613	45,199,979	0.00822	0.02843	0.00065
jun-03	36,855,684	3.88937	4.47613	42,415,825	0.00742	0.02567	0.00059
jul-03	30,223,273	3.17839	4.47613	42,563,538	0.00607	0.02098	0.00048
ago-03	39,517,523	4.08365	4.47613	43,315,528	0.00780	0.02696	0.00062
sep-03	44,214,116	4.65755	4.47613	42,491,920	0.00889	0.03074	0.00070
oct-03	51,296,876	5.17680	4.47613	44,353,990	0.00276	0.02138	0.00000
nov-03	54,871,355	5.68262	4.47613	43,221,529	0.00303	0.02347	0.00000
dic-03	60,478,170	5.93855	4.47613	45,584,927	0.00316	0.02452	0.00000
ene-04	57,381,627	5.58676	4.47613	45,974,350	0.00297	0.02307	0.00000
feb-04	52,400,102	5.46404	4.47613	42,926,104	0.00291	0.02256	0.00000
mar-04	52,906,932	4.98558	4.47613	47,500,711	0.00265	0.02059	0.00000
abr-04	45,920,151	4.41667	4.47613	46,538,343	0.00843	0.02915	0.00067
may-04	45,978,842	4.29388	4.47613	47,930,420	0.00820	0.02834	0.00065
jun-04	41,189,008	4.10004	4.47613	44,967,220	0.00783	0.02706	0.00062
jul-04	39,236,579	3.89213	4.47613	45,123,885	0.00743	0.02569	0.00059
ago-04	43,467,070	4.23656	4.47613	45,925,113	0.00809	0.02797	0.00064
sep-04	48,283,675	4.79671	4.47613	45,056,743	0.00916	0.03166	0.00072
oct-04	53,799,224	5.12081	4.47613	47,026,241	0.00273	0.02115	0.00000
nov-04	58,408,521	5.70619	4.47613	45,817,686	0.00304	0.02356	0.00000
dic-04	63,294,740	5.86171	4.47613	48,333,272	0.00312	0.02421	0.00000
ene-05	52,301,566	4.83647	4.47613	48,404,890	0.00258	0.01997	0.00000
feb-05	46,121,616	4.56785	4.47613	45,195,503	0.00243	0.01886	0.00000
mar-05	46,407,548	4.15354	4.47613	50,011,821	0.00221	0.01715	0.00000
abr-05	41,078,316	3.75247	4.47613	49,000,215	0.00716	0.02477	0.00057
may-05	41,005,264	3.63748	4.47613	50,459,434	0.00694	0.02401	0.00055
jun-05	37,229,902	3.51989	4.47613	47,344,046	0.00672	0.02323	0.00053
jul-05	34,523,906	3.25206	4.47613	47,518,616	0.00621	0.02147	0.00049
ago-05	36,662,650	3.39343	4.47613	48,360,128	0.00648	0.02240	0.00051
sep-05	38,684,901	3.65021	4.47613	47,438,045	0.00697	0.02409	0.00055
oct-05	43,188,822	3.90425	4.47613	49,514,970	0.00208	0.01612	0.00000
nov-05	46,301,038	4.29588	4.47613	48,243,749	0.00229	0.01774	0.00000
dic-05	51,535,759	4.53301	4.47613	50,889,143	0.00241	0.01872	0.00000
ene-06	50,583,972	4.44772	4.47613	50,907,047	0.00237	0.01837	0.00000
feb-06	48,507,675	4.56844	4.47613	47,527,568	0.00243	0.01886	0.00000
mar-06	48,093,282	4.09305	4.47613	52,594,549	0.00218	0.01690	0.00000
abr-06	42,824,408	3.72030	4.47613	51,524,754	0.00710	0.02456	0.00056
may-06	38,347,422	3.23470	4.47613	53,064,543	0.00617	0.02135	0.00049
jun-06	33,096,491	2.97550	4.47613	49,788,014	0.00568	0.01964	0.00045
jul-06	26,613,611	2.38409	4.47613	49,967,060	0.00455	0.01574	0.00036
ago-06	34,145,546	3.00577	4.47613	50,848,858	0.00574	0.01984	0.00045
sep-06	38,114,887	3.41991	4.47613	49,886,489	0.00653	0.02257	0.00052
VNA	1,805,471,856			#####			

TABLA 6.3.- Cálculo de Precios Referenciales de Generación, componente de energía, planificados. Período 2002 – 2006.

mes-año	Unitario total US\$/kWh	Total total US\$	Totales	
			PRG(E) plano	Costo a PRG plano
oct-02	5.33624	50,982,467	4.50445	43,035,530
nov-02	5.69737	53,036,822	4.50445	41,931,940
dic-02	6.01922	59,108,753	4.50445	44,233,714
ene-03	5.85066	56,675,314	4.50445	43,634,622
feb-03	5.74222	51,938,338	4.50445	40,742,764
mar-03	5.13826	51,434,024	4.50445	45,089,560
abr-03	4.64127	45,507,671	4.50445	44,166,148
may-03	4.34373	43,862,951	4.50445	45,485,952
jun-03	3.92306	37,174,875	4.50445	42,684,183
jul-03	3.20591	30,485,024	4.50445	42,832,830
ago-03	4.11902	39,859,768	4.50445	43,589,578
sep-03	4.69789	44,597,036	4.50445	42,760,759
oct-03	5.20093	51,536,014	4.50445	44,634,611
nov-03	5.70911	55,127,157	4.50445	43,494,984
dic-03	5.96623	60,760,109	4.50445	45,873,335
ene-04	5.61281	57,649,131	4.50445	46,265,222
feb-04	5.48951	52,644,383	4.50445	43,197,691
mar-04	5.00882	53,153,575	4.50445	47,801,240
abr-04	4.45492	46,317,846	4.50445	46,832,783
may-04	4.33107	46,377,045	4.50445	48,233,667
jun-04	4.13555	41,545,728	4.50445	45,251,720
jul-04	3.92584	39,576,390	4.50445	45,409,376
ago-04	4.27325	43,843,520	4.50445	46,215,673
sep-04	4.83825	48,701,839	4.50445	45,341,809
oct-04	5.14468	54,050,027	4.50445	47,323,768
nov-04	5.73279	58,680,812	4.50445	46,107,566
dic-04	5.88904	63,589,810	4.50445	48,639,068
ene-05	4.85901	52,545,388	4.50445	48,711,139
feb-05	4.58915	46,336,627	4.50445	45,481,447
mar-05	4.17291	46,623,892	4.50445	50,328,237
abr-05	3.78497	41,434,078	4.50445	49,310,231
may-05	3.66898	41,360,394	4.50445	50,778,682
jun-05	3.55038	37,552,335	4.50445	47,643,584
jul-05	3.28023	34,822,903	4.50445	47,819,258
ago-05	3.42282	36,980,170	4.50445	48,666,095
sep-05	3.68182	39,019,935	4.50445	47,738,178
oct-05	3.92245	43,390,162	4.50445	49,828,243
nov-05	4.31591	46,516,886	4.50445	48,548,979
dic-05	4.55414	51,776,011	4.50445	51,211,110
ene-06	4.46846	50,819,787	4.50445	51,229,128
feb-06	4.58974	48,733,810	4.50445	47,828,267
mar-06	4.11213	48,317,485	4.50445	52,927,306
abr-06	3.75252	43,195,292	4.50445	51,850,742
may-06	3.26272	38,679,532	4.50445	53,400,273
jun-06	3.00127	33,383,125	4.50445	50,103,015
jul-06	2.40474	26,844,100	4.50445	50,283,193
ago-06	3.03180	34,441,266	4.50445	51,170,570
sep-06	3.44953	38,444,984	4.50445	50,202,113
VNA		1,816,894,770		1,816,894,770

Facto Correc.

1.004707185

CENACE

4.50445

TABLA 6.3.- Cálculo de Precios Referenciales de Generación, componente de energía, planificados.

Período 2002 - 2006.

6.5.2 CÁLCULO DE LOS PRECIOS REFERENCIALES DE GENERACIÓN, COMPONENTE DE CAPACIDAD, MENSUALES PLANIFICADOS.-

Para determinar los precios referenciales de generación, componente de capacidad, mensuales planificados, en primer lugar se establece el costo de potencia, en función de las siguientes premisas:

COSTOS DE POTENCIA

Periodo 2002 - 2006

Capacidad instalada	MW	90
Capacidad en firme	MW	81
Inversión en planta	US\$ Millones	36
Vida útil	Años	15
Tasa de descuento	Anual	11.20%
Tasa de descuento	Mensual	0.89%
Anualidad	US\$	5,061,741
Costos fijos de operación	US\$	720,000
Costo total anual		5,781,741
Costo medio anual	US\$/MW	71,379.52
Mensualidad	US\$	401,591.80
Costo fijo de O&M	US\$/mes	60,000.00
Costo total mensual	US\$	461,591.8
Costo mensual	US\$/MW	5,698.66
Costo mensual	US\$/kW	5.70

TABLA 6.4.- Parámetros para los Costos de Potencia. Período 2002 – 2006.

Luego, se determinan los valores de potencia mensuales, para lo cual se utilizan los datos correspondientes a demanda máxima para los años comprendidos en el período de estudio, considerando un incremento para reserva, como valores iniciales. Estos últimos datos son relacionados con las demandas de energía planificadas y el número de horas de cada mes para determinar el factor de planta correspondiente.

Utilizando el costo de potencia y las potencias mensuales planificadas iniciales se determinan los costos totales de potencia mensuales. Los mismos que, al relacionarlos con la energía planificada se obtiene los costos unitarios de potencia referidos a energía. El valor presente de estos costos totales mensuales deberá ser igual al valor presente de los costos totales mensuales calculados en función del costo unitario de potencia referido a energía estabilizado, determinado en estudio, y las demandas de energía planificadas. Esta igualdad se establece corrigiendo los valores de

los factores de planta mensuales mediante un factor de corrección, cuyo valor inicial es uno.

Es lógico pensar que la corrección a los factores de planta iniciales determinará nuevos valores de potencia planificadas mensuales, consecuentemente se modificarán los costos totales de potencia mensuales y por último se modificarán los costos unitarios o precios referenciales de generación, componente de capacidad, mensuales. Así por ejemplo, para el período octubre 2002 – septiembre 2006, los precios referenciales de generación, componente de capacidad, mensuales se presentan en la TABLA 6.5.

mes-año	f	Pk 0.97457	Dias	horas	Potencia MW	Energía GWh	Costo	PRG(P)		Costo
							Total US\$			a PRG(P) Plano US\$
oct-02	0.585030	0.57015	31	744	2,252	955.4	12,837,968	1.34373	1.30792	12,495,868
nov-02	0.589028	0.57405	30	720	2,252	930.9	12,837,968	1.37909	1.30792	12,175,427
dic-02	0.601318	0.58603	31	744	2,252	982.0	12,837,968	1.30733	1.30792	12,843,774
ene-03	0.593174	0.57809	31	744	2,252	968.7	12,837,968	1.32528	1.30792	12,669,821
feb-03	0.613204	0.59761	28	672	2,252	904.5	12,837,968	1.41934	1.30792	11,830,136
mar-03	0.612952	0.59736	31	744	2,252	1,001.0	12,837,968	1.28251	1.30792	13,092,279
abr-03	0.620413	0.60464	30	720	2,252	980.5	12,837,968	1.30933	1.30792	12,824,156
may-03	0.618341	0.60262	31	744	2,252	1,009.8	12,837,968	1.27134	1.30792	13,207,376
jun-03	0.599596	0.58435	30	720	2,252	947.6	12,837,968	1.35479	1.30792	12,393,850
jul-03	0.582274	0.56747	31	744	2,252	950.9	12,837,968	1.35009	1.30792	12,437,011
ago-03	0.592561	0.57749	31	744	2,252	967.7	12,837,968	1.32665	1.30792	12,656,742
sep-03	0.600671	0.58540	30	720	2,252	949.3	12,837,968	1.35236	1.30792	12,416,085
oct-03	0.589056	0.57408	31	744	2,320	990.9	13,223,984	1.33454	1.30792	12,960,179
nov-03	0.593150	0.57807	30	720	2,320	965.6	13,223,984	1.36951	1.30792	12,629,276
dic-03	0.605403	0.59001	31	744	2,320	1,018.4	13,223,984	1.29851	1.30792	13,319,857
ene-04	0.610575	0.59505	31	744	2,320	1,027.1	13,223,984	1.28751	1.30792	13,433,646
feb-04	0.609409	0.59391	29	696	2,320	959.0	13,223,984	1.37893	1.30792	12,542,953
mar-04	0.630847	0.61480	31	744	2,320	1,061.2	13,223,984	1.24613	1.30792	13,879,647
abr-04	0.638668	0.62243	30	720	2,320	1,039.7	13,223,984	1.27190	1.30792	13,598,444
may-04	0.636553	0.62037	31	744	2,320	1,070.8	13,223,984	1.23496	1.30792	14,005,207
jun-04	0.617106	0.60141	30	720	2,320	1,004.6	13,223,984	1.31634	1.30792	13,139,364
jul-04	0.599280	0.58404	31	744	2,320	1,008.1	13,223,984	1.31177	1.30792	13,185,142
ago-04	0.609921	0.59441	31	744	2,320	1,026.0	13,223,984	1.28889	1.30792	13,419,259
sep-04	0.618335	0.60261	30	720	2,320	1,006.6	13,223,984	1.31373	1.30792	13,165,523

mes-año	f	Pk 0.97457	Días	horas	Potencia MW	Energía GWh	Costo		Costo a PRG(P) Plano US\$	
							Total US\$			
oct-04	0.593817	0.57872	31	744	2,440	1,050.6	13,908,286	1.32384	1.30792	13,741,008
nov-04	0.597841	0.58264	30	720	2,440	1,023.6	13,908,286	1.35876	1.30792	13,387,869
dic-04	0.610321	0.59480	31	744	2,440	1,079.8	13,908,286	1.28804	1.30792	14,122,920
ene-05	0.611226	0.59568	31	744	2,440	1,081.4	13,908,286	1.28614	1.30792	14,143,847
feb-05	0.631846	0.61578	28	672	2,440	1,009.7	13,908,286	1.37747	1.30792	13,206,068
mar-05	0.631517	0.61546	31	744	2,440	1,117.3	13,908,286	1.24481	1.30792	14,613,390
abr-05	0.639368	0.62311	30	720	2,440	1,094.7	13,908,286	1.27051	1.30792	14,317,800
may-05	0.637169	0.62097	31	744	2,440	1,127.3	13,908,286	1.23377	1.30792	14,744,182
jun-05	0.617758	0.60205	30	720	2,440	1,057.7	13,908,286	1.31496	1.30792	13,833,870
jul-05	0.600034	0.58478	31	744	2,440	1,061.6	13,908,286	1.31012	1.30792	13,884,879
ago-05	0.610660	0.59513	31	744	2,440	1,080.4	13,908,286	1.28733	1.30792	14,130,768
sep-05	0.618984	0.60324	30	720	2,440	1,059.8	13,908,286	1.31235	1.30792	13,861,336
oct-05	0.598562	0.58334	31	744	2,549	1,106.2	14,528,251	1.31335	1.30792	14,468,211
nov-05	0.602635	0.58731	30	720	2,549	1,077.8	14,528,251	1.34795	1.30792	14,096,762
dic-05	0.615174	0.59953	31	744	2,549	1,136.9	14,528,251	1.27788	1.30792	14,869,742
ene-06	0.615390	0.59974	31	744	2,549	1,137.3	14,528,251	1.27743	1.30792	14,874,974
feb-06	0.636095	0.61992	28	672	2,549	1,061.8	14,528,251	1.36827	1.30792	13,887,495
mar-06	0.635789	0.61962	31	744	2,549	1,175.0	14,528,251	1.23645	1.30792	15,368,060
abr-06	0.643619	0.62725	30	720	2,549	1,151.1	14,528,251	1.26212	1.30792	15,055,467
may-06	0.641471	0.62516	31	744	2,549	1,185.5	14,528,251	1.22550	1.30792	15,505,392
jun-06	0.621925	0.60611	30	720	2,549	1,112.3	14,528,251	1.30615	1.30792	14,547,994
jul-06	0.604027	0.58867	31	744	2,549	1,116.3	14,528,251	1.30146	1.30792	14,600,311
ago-06	0.614687	0.59906	31	744	2,549	1,136.0	14,528,251	1.27890	1.30792	14,857,971
sep-06	0.623155	0.60731	30	720	2,549	1,114.5	14,528,251	1.30357	1.30792	14,576,768
VNA							527,556,568			527,556,568

TABLA 6.5.- Cálculo de Precios Referenciales de Generación, componente de capacidad, planificados.

Período 2002 – 2006.

6.5.3 PRECIOS REFERENCIALES DE GENERACIÓN MENSUALES PLANIFICADOS.-

Los resultados obtenidos en los numerales 6.5.2 y 6.5.3 establecen los valores planificados mes a mes, de los precios referenciales de generación, dados por la suma de los componentes de energía y capacidad. Para el período octubre 2002 – septiembre 2006, los precios referenciales de generación mensuales se presentan en la TABLA 6.6.

Año 1			Año 2			Año 3			Año 4										
PRG(E)			PRG(P)			PRG			PRG(E)			PRG(P)			PRG				
US¢/kWh			US¢/kWh			US¢/kWh			US¢/kWh			US¢/kWh			US¢/kWh				
2002	Oct	5.3362	1.3437	6.6800	Oct	5.2009	1.3345	6.5355	Oct	5.1447	1.3238	6.4685	Oct	3.9225	1.3133	5.2358			
	Nov	5.6974	1.3791	7.0765	Nov	5.7091	1.3695	7.0786	Nov	5.7328	1.3588	7.0915	Nov	4.3159	1.3480	5.6639			
	Dic	6.0192	1.3073	7.3265	Dic	5.9662	1.2985	7.2647	Dic	5.8890	1.2880	7.1771	Dic	4.5541	1.2779	5.8320			
2003	Ene	5.8507	1.3253	7.1759	2004	Ene	5.6128	1.2875	6.9003	2005	Ene	4.8590	1.2861	6.1452	2006	Ene	4.4685	1.2774	5.7459
	Feb	5.7422	1.4193	7.1616	Feb	5.4895	1.3789	6.8684	Feb	4.5891	1.3775	5.9666	Feb	4.5897	1.3683	5.9580			
	Mar	5.1383	1.2825	6.4208	Mar	5.0088	1.2461	6.2550	Mar	4.1729	1.2448	5.4177	Mar	4.1121	1.2364	5.3486			
	Abr	4.6413	1.3093	5.9506	Abr	4.4549	1.2719	5.7268	Abr	3.7850	1.2705	5.0555	Abr	3.7525	1.2621	5.0146			
	May	4.3437	1.2713	5.6151	May	4.3311	1.2350	5.5660	May	3.6690	1.2338	4.9027	May	3.2627	1.2255	4.4882			
	Jun	3.9231	1.3548	5.2778	Jun	4.1355	1.3163	5.4519	Jun	3.5504	1.3150	4.8653	Jun	3.0013	1.3061	4.3074			
	Jul	3.2059	1.3501	4.5560	Jul	3.9258	1.3118	5.2376	Jul	3.2802	1.3101	4.5904	Jul	2.4047	1.3015	3.7062			
	Ago	4.1190	1.3266	5.4457	Ago	4.2732	1.2889	5.5621	Ago	3.4228	1.2873	4.7101	Ago	3.0318	1.2789	4.3107			
	Sep	4.6979	1.3524	6.0502	Sep	4.8383	1.3137	6.1520	Sep	3.6818	1.3124	4.9942	Sep	3.4495	1.3036	4.7531			

TABLA 6.6.- Precios Referenciales de Generación planificados. Periodo 2002 – 2006.

6.5.4 INGRESOS MENSUALES PLANIFICADOS.-

Los ingresos planificados están dados en función del producto entre los valores del Precio Referencial de Generación planificado y las demandas de energía planificadas para el periodo de estudio:

Año 1			Año 2						
PRG	Demanda	Ingreso	PRG	Demanda	Ingreso				
US¢/kWh	GWh	Millones \$	US¢/kWh	GWh	Millones \$				
T_n	Q_n	$y_n = T_n \cdot Q_n$	T_n	Q_n	$y_n = T_n \cdot Q_n$				
2002	Oct	6.6800	955.4	63.82	Oct	6.5355	990.9	64.76	
	Nov	7.0765	930.9	65.87	Nov	7.0786	965.6	68.35	
	Dic	7.3265	982.0	71.95	Dic	7.2647	1,018.4	73.98	
2003	Ene	7.1759	968.7	69.51	2004	Ene	6.9003	1,027.1	70.87
	Feb	7.1616	904.5	64.78	Feb	6.8684	959.0	65.87	
	Mar	6.4208	1,001.0	64.27	Mar	6.2550	1,061.2	66.38	
	Abr	5.9506	980.5	58.35	Abr	5.7268	1,039.7	59.54	
	May	5.6151	1,009.8	56.70	May	5.5660	1,070.8	59.60	
	Jun	5.2778	947.6	50.01	Jun	5.4519	1,004.6	54.77	
	Jul	4.5560	950.9	43.32	Jul	5.2376	1,008.1	52.80	
	Ago	5.4457	967.7	52.70	Ago	5.5621	1,026.0	57.07	
	Sep	6.0502	949.3	57.44	Sep	6.1520	1,006.6	61.93	
			11,548.3	718.72			12,178.0	755.92	

Año 3				Año 4			
	PRG	Demanda	Ingreso		PRG	Demanda	Ingreso
	US¢/kWh	GWh	planificado		US¢/kWh	GWh	planificado
	T_n	Q_n	$y_n = T_n * Q_n$		T_n	Q_n	$y_n = T_n * Q_n$
Oct	6.4685	1,050.6	67.96	Oct	5.2358	1,106.2	57.92
Nov	7.0915	1,023.6	72.59	Nov	5.6639	1,077.8	61.05
Dic	7.1771	1,079.8	77.50	Dic	5.8320	1,136.9	66.30
2005 Ene	6.1452	1,081.4	66.45	2006 Ene	5.7459	1,137.3	65.35
Feb	5.9666	1,009.7	60.24	Feb	5.9580	1,061.8	63.26
Mar	5.4177	1,117.3	60.53	Mar	5.3486	1,175.0	62.85
Abr	5.0555	1,094.7	55.34	Abr	5.0146	1,151.1	57.72
May	4.9027	1,127.3	55.27	May	4.4882	1,185.5	53.21
Jun	4.8653	1,057.7	51.46	Jun	4.3074	1,112.3	47.91
Jul	4.5904	1,061.6	48.73	Jul	3.7062	1,116.3	41.37
Ago	4.7101	1,080.4	50.89	Ago	4.3107	1,136.0	48.97
Sep	4.9942	1,059.8	52.93	Sep	4.7531	1,114.5	52.97
		12,843.9	719.90			13,510.7	678.88

TABLA 6.7.- Ingresos Planificados. Período octubre 2002 – septiembre 2006.

6.5.5 PRECIO REFERENCIAL DE GENERACIÓN REAL Y VARIACIÓN RESPECTO DE LOS VALORES PLANIFICADOS.-

Con el objetivo de realizar una explicación clara de la metodología utilizada para el ajuste del Precio Referencial de Generación, se utilizará como ejemplo el período oct. 2001 – sept. 2005 y la información correspondiente a los meses de noviembre y diciembre de 2001, cuya fuente son los reportes de despacho del Centro Nacional de Control de Energía, CENACE:

$$PRG_{\text{E}01\text{Nov}} := 7.5849 \quad \text{US¢/kWh}$$

$$PRGP_{\text{N}01\text{Nov}} := 1.2939 \quad \text{US¢/kWh}$$

$$PRG_{\text{N}01\text{Nov}} := PRGP_{\text{N}01\text{Nov}} + PRG_{\text{E}01\text{Nov}}$$

$$PRG_{\text{N}01\text{Nov}} = 8.8788 \quad \text{US¢/kWh}$$

$$PRG_{\text{E}01\text{Dic}} := 5.6836 \quad \text{US¢/kWh}$$

$$PRGP_{\text{N}01\text{Dic}} := 1.3334 \quad \text{US¢/kWh}$$

$$PRG_{\text{N}01\text{Dic}} := PRGP_{\text{N}01\text{Dic}} + PRG_{\text{E}01\text{Dic}}$$

$$PRG_{\text{N}01\text{Dic}} = 7.017 \quad \text{US¢/kWh}$$

Las variaciones, respecto de los valores planificado estarán dadas por la diferencia entre los valores correspondientes:

PRGnovPlanificado = 7.9414 US¢/kWh

PRGdicPlanificado = 8.3668 US¢/kWh

Δ PRGnov := PRGnov - PRGnovPlanificado

Δ PRGnov = 0.9374 US¢/kWh

Δ PRGdic := PRGdic - PRGdicPlanificado

Δ PRGdic = -1.3498 US¢/kWh

El cálculo de las variaciones se debe realizar para todos los meses del período, para lo cual el vector de valores del PRG_R se completa con los valores planificados, por lo tanto, excepto en los meses de noviembre y diciembre de 2001, el vector de variaciones será cero. Así que se tiene:

Meses	Vectores de variación del PRG mensual				PRG necesario para cubrir los costos reales			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
	d_n	d_n	d_n	d_n	$T^{(*)}_n = T_n + d_n$	$T^{(*)}_n = T_n + d_n$	$T^{(*)}_n = T_n + d_n$	$T^{(*)}_n = T_n + d_n$
	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh
mes 1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	7.6337	6.2045	5.2017	4.7355
mes 2	0.9374	0.0000	0.0000	0.0000	8.8788	6.6976	5.7542	5.2464
mes 3	-1.3498	0.0000	0.0000	0.0000	7.0170	6.3919	5.7885	5.4710
mes 4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	7.8270	6.2870	5.2138	5.4012
mes 5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	7.7716	6.1416	5.2516	5.3646
mes 6	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	6.5049	5.4184	4.5996	4.8920
mes 7	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	5.6354	4.7760	4.2577	4.4919
mes 8	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	5.3820	4.5996	4.2894	4.3728
mes 9	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	5.4450	4.3368	4.0567	4.3786
mes 10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	5.2508	4.3045	3.8960	4.1758
mes 11	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	5.7441	4.8153	4.2326	4.4154
mes 12	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	6.2031	5.1736	4.4961	4.6828

TABLA 6.8.- Vector de variaciones absolutas del Precio Referencial de Generación. Período octubre 2001 – septiembre 2005. Ajuste correspondiente a los meses de Nov. Y Dic. de 2001

6.5.6 PROCESO DE AJUSTE .-

Un vez que ha sido establecido el vector de variaciones absolutas de los costos unitarios, se establece el vector de variaciones absolutas del costo total, para lo cual se multiplica, en forma mensual, la variación absoluta del PRG por la relación del PRG_{ES} y el PRG, por la demanda de energía planificada. Este cálculo se lo realiza para cada uno de los meses comprendidos en el período:

PRGPlano := 5.4668 US¢/kWh

DemEnergiaNov := 895.5 GWh

DemEnergiaDic := 944.6 GWh

$$\Delta \text{CostoTotalNov} := \Delta \text{PRGnov} \cdot \left(\frac{\text{PRGPlano}}{\text{PRGnovPlanificado}} \right) \cdot \frac{\text{DemEnergiaNov}}{100}$$

$\Delta \text{CostoTotalNov} = 5.7787$ Millones US\$

$$\Delta \text{CostoTotalDic} := \Delta \text{PRGdic} \cdot \left(\frac{\text{PRGPlano}}{\text{PRGdicPlanificado}} \right) \cdot \frac{\text{DemEnergiaDic}}{100}$$

$\Delta \text{CostoTotalDic} = -8.33$ Millones US\$

Luego, cada una de estas variaciones absolutas mensuales del costo total se las refiere al ingreso total planificado del primer período y se obtiene el vector de variaciones relativas del costo total. Este cálculo se lo realiza para cada uno de los meses comprendidos en el período de estudio:

IngresoPlanificadoTotalAño1 := 740.21 Millones US\$

$$\Delta \% \text{CostoTotalNov} := \left(\frac{\Delta \text{CostoTotalNov}}{\text{IngresoPlanificadoTotalAño1}} \right) \cdot 100$$

$\Delta \% \text{CostoTotalNov} = 0.78$ %

$$\Delta \% \text{CostoTotalDic} := \left(\frac{\Delta \text{CostoTotalDic}}{\text{IngresoPlanificadoTotalAño1}} \right) \cdot 100$$

$\Delta \% \text{CostoTotalDic} = -1.13$ %

A continuación, se determina el vector de variaciones relativas del costo total acumuladas, para lo cual se suma algébricamente, la variación relativa del costo total del mes "n" (mes en el que se está realizando el ajuste) y la variación relativa del costo total del mes "n-1" (mes inmediato anterior). Este cálculo se lo realiza para cada uno de los meses comprendidos en el período de estudio:

$\Delta \% \text{CostoTotalOct} := 0$ %

$\Delta \% \text{AcumCostoTotalNov} := \Delta \% \text{CostoTotalOct} + \Delta \% \text{CostoTotalNov}$

$\Delta \% \text{AcumCostoTotalNov} = 0.78$ %

$\Delta \% \text{AcumCostoTotalDic} := \Delta \% \text{CostoTotalNov} + \Delta \% \text{CostoTotalDic}$

$\Delta \% \text{AcumCostoTotalDic} = -0.34$ %

Luego, se establece el vector de variaciones relativas acumuladas del costo total modificada, cuyos valores se establecen mediante el siguiente criterio de asignación: el valor del mes “n” de este nuevo vector, será el valor de la variación relativa del costo total del mes “n”, siempre y cuando, el valor de la variación relativa acumulada del costo total modificada del mes “n-1” supere el 5%; en caso contrario, se asigna la suma del valor de la variación relativa del costo modificado del mes “n-1” y el valor de la variación relativa del costo total correspondiente al mes “n”.

Esto implica, que el vector de variaciones relativas acumulada del costo total modificada, se utiliza para establecer, en primer lugar, el porcentaje de la variación en que se ajustará el PRG_{ES} , cuando este ajuste sea pertinente; y, en segundo lugar, se lo utiliza como un vector en el que se registran las veces que, durante el período de estudio, la acumulación de las variaciones relativas del costo total hacen que se supere el límite establecido.

Como consecuencia de la aplicación del criterio anterior, se originan el vector denominado “Supera el 5%?” y el vector denominado “Valores de Reajuste”. Los elementos del primer vector solo podrán tomar el valor de “0” ó “1”, para el mes “n” será “0” cuando el valor de la variación relativa acumulada del costo total modificada correspondiente al mes “n” supere el 5%, en cuyo caso, se asignará dicho valor al elemento del mes “n”, del vector Valores de Reajuste.

A medida que en el período la variación relativa del costo total se acumula y supera el 5% el valor de reajuste dado se debe acumular en igual forma, para lo que se establece el vector “Reajuste Acumulado”, cuyo elemento correspondiente al mes “n” se establece de la suma algébrica del valor del reajuste del mes “n” y el elemento “n-1” del vector “Reajuste Acumulado”.

Finalmente, para determinar el valor del Precio Referencial de Generación Estabilizado Corregido, $PRG_{ES}Corregido$, correspondiente al mes "n", en primer lugar, se asigna como valor inicial, (mes 1), el valor del PRG_{ES} , como primer elemento del vector de $PRG_{ES}Corregido$; luego, a partir del mes 2, el Precio Referencial de Generación Estabilizado Corregido, $PRG_{ES}Corregido$, correspondiente al mes "n" está definido por $PRG_{ES}Corregido$ correspondiente al mes "n-1" incrementado en el porcentaje del Valor de Reajuste Acumulado del mes "n".

Como se ha mencionado durante la descripción del método de reajuste del Precio Referencial de Generación, cada uno de los algoritmos se aplica en forma simultánea a todos los meses comprendidos en el período, por tal razón a continuación se muestra los cálculos realizados para el caso que se ha dispuesto como ejemplo:

AÑO 1:

	PRG planificado		Demanda GWh	Ingreso planif US\$ Millones	Los costos reales	Variaciones costo unit.		Plano corregido
	Plano	Mensual				absolutas	relativas	
Año 1	$T(\Pi)$	T_n	Q_n	$y_n = T_n \cdot Q_n$	$T(^*)_n$	$d_n = T(^*)_n - T_n$	$\delta_n = T(^*)_n / T_n$	$T(\Pi^*)_n$
2001 Oct	5.4668	7.6337	919.0	70.16	7.6337	0.0000	0.0%	5.4668
Nov	5.4668	7.9414	895.5	71.11	8.8788	0.9374	11.8%	5.4668
Dic	5.4668	8.3868	944.6	79.03	7.0170	-1.3498	-16.1%	5.4668
2002 Ene	5.4668	7.8270	937.8	73.40	7.8270	0.0000	0.0%	5.4668
Feb	5.4668	7.7716	875.6	68.05	7.7716	0.0000	0.0%	5.4668
Mar	5.4668	6.5049	968.9	63.02	6.5049	0.0000	0.0%	5.4668
Abr	5.4668	5.6354	949.2	53.49	5.6354	0.0000	0.0%	5.4668
May	5.4668	5.3820	977.5	52.61	5.3820	0.0000	0.0%	5.4668
Jun	5.4668	5.4450	917.2	49.94	5.4450	0.0000	0.0%	5.4668
Jul	5.4668	5.2508	920.5	48.33	5.2508	0.0000	0.0%	5.4668
Ago	5.4668	5.7441	936.8	53.81	5.7441	0.0000	0.0%	5.4668
Sep	5.4668	6.2031	919.0	57.00	6.2031	0.0000	0.0%	5.4668
Sumas:	610.18		11,161.5	739.96	735.6	-4.4	-4.3%	610.2

	Variaciones en el costo total			Variación acumulada modificada	¿Supera el 5%?	Valores de reajuste	Reajuste acumulado
	absoluta	relativa	relativa acumulada				
	US\$ Millones						
1	0.00	0.00%	0.00%	0.00%	0	0.00%	0.00%
2	5.78	0.78%	0.78%	0.78%	0	0.00%	0.00%
3	-8.33	-1.13%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%	0.00%
4	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%	0.00%
5	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%	0.00%
6	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%	0.00%
7	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%	0.00%
8	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%	0.00%
9	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%	0.00%
10	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%	0.00%
11	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%	0.00%
12	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%	0.00%
				-0.34%			

TABLA 6.9.- Cálculos y Resultados del proceso de ajuste para los meses de noviembre y diciembre de 2001 correspondientes al Primer Año del período.

	PRG planificado		Demanda GWh	Ingreso US\$ Millones	Los costos reales	Variaciones absolutas	Variaciones relativas	Plano corregido
	Plano	Mensual						
Año 2	T(II)	T _n	Q _n	y _n =T _n *Q _n	T ^(*) _n	d _n =T ^(*) _n -T _n	δ _n	T(II [*]) _n
Oct	5.4668	6.2045	959	59.5	6.2045	0.00	0.0%	5.4668
Nov	5.4668	6.6976	935	62.6	6.6976	0.00	0.0%	5.4668
Dic	5.4668	6.3919	986	63.0	6.3919	0.00	0.0%	5.4668
2003 Ene	5.4668	6.2870	977	61.4	6.2870	0.00	0.0%	5.4668
Feb	5.4668	6.1416	912	56.0	6.1416	0.00	0.0%	5.4668
Mar	5.4668	5.4184	1,009	54.7	5.4184	0.00	0.0%	5.4668
Abr	5.4668	4.7760	989	47.2	4.7760	0.00	0.0%	5.4668
May	5.4668	4.5996	1,018	46.8	4.5996	0.00	0.0%	5.4668
Jun	5.4668	4.3368	956	41.4	4.3368	0.00	0.0%	5.4668
Jul	5.4668	4.3045	959	41.3	4.3045	0.00	0.0%	5.4668
Ago	5.4668	4.8153	976	47.0	4.8153	0.00	0.0%	5.4668
Sep	5.4668	5.1736	957	49.5	5.1736	0.00	0.0%	5.4668
Sumas:				630.6	630.59	0.0	0.0%	636.0

Variaciones en costo total			Variación acumulada modificada	¿Supera el 5%?	Valores de reajuste	Reajuste acumulado
absoluta	relativa	relativa acumulada				
US\$ Millones						
1	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
2	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
3	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
4	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
5	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
6	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
7	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
8	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
9	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
10	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
11	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
12	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
				-0.34%		

TABLA 6.10.- Cálculos y Resultados del proceso de ajuste para los meses de noviembre y diciembre de 2001 correspondientes al Segundo Año del período.

	PRG planificado		Demanda GWh	Ingreso US\$ Millones	Los costos reales	Variaciones absolutas	Variaciones relativas	Plano corregido
	Plano	Mensual						
Año 3	T(II)	T _n	Q _n	y _n =T _n *Q _n	T ^(*) _n	d _n =T ^(*) _n -T _n	δ _n	T(II [*]) _n
Oct	5.4668	5.2017	999.29	51.98	5.2017	0.00	0.00%	5.4668
Nov	5.4668	5.7542	973.67	56.03	5.7542	0.00	0.00%	5.4668
Dic	5.4668	5.7885	1027.10	59.45	5.7885	0.00	0.00%	5.4668
2004 Ene	5.4668	5.2138	1024.31	53.41	5.2138	0.00	0.00%	5.4668
Feb	5.4668	5.2516	956.39	50.23	5.2516	0.00	0.00%	5.4668
Mar	5.4668	4.5996	1058.27	48.68	4.5996	0.00	0.00%	5.4668
Abr	5.4668	4.2577	1036.80	44.14	4.2577	0.00	0.00%	5.4668
May	5.4668	4.2894	1067.72	45.80	4.2894	0.00	0.00%	5.4668
Jun	5.4668	4.0567	1001.85	40.64	4.0567	0.00	0.00%	5.4668
Jul	5.4668	3.8960	1005.42	39.17	3.8960	0.00	0.00%	5.4668
Ago	5.4668	4.2326	1023.19	43.31	4.2326	0.00	0.00%	5.4668
Sep	5.4668	4.4961	1003.75	45.13	4.4961	0.00	0.00%	5.4668
Sumas:				577.96	577.96	0.0		665.74

Variaciones en costo total			Variación acumulada modificada	¿Supera el 5%?	Valores de reajuste	Reajuste acumulado
absoluta	relativa	relativa acumulada				
US\$ Millones						
1	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
2	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
3	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
4	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
5	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
6	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
7	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
8	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
9	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
10	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
11	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
12	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%

TABLA 6.11.- Cálculos y Resultados del proceso de ajuste para los meses de noviembre y diciembre de 2001 correspondientes al Tercer Año del período.

Año 4	PRG planificado		Demanda	ingreso	Los costos	Variaciones	Variaciones	Plana
	Plano	Mensual	GWh	US\$ Millones	reales	absolutas	relativas	corregida
	T(I)	T _n	Q _n	y _n =T _n *Q _n	T(*) _n	d _n =T(*) _n -T _n	δ _n	T(T*) _n
Oct	5.4668	4.7355	1,047.67	49.81	4.74	0.00	0.0%	5.4668
Nov	5.4668	5.2464	1,020.80	53.56	5.25	0.00	0.0%	5.4668
Dic	5.4668	5.4710	1,076.82	58.91	5.47	0.00	0.0%	5.4668
2005 Ene	5.4668	5.4012	1,067.69	57.67	5.40	0.00	0.0%	5.4668
Feb	5.4668	5.3646	996.91	53.48	5.36	0.00	0.0%	5.4668
Mar	5.4668	4.8920	1,103.10	53.96	4.89	0.00	0.0%	5.4668
Abr	5.4668	4.4919	1,080.72	48.54	4.49	0.00	0.0%	5.4668
May	5.4668	4.3728	1,112.95	48.67	4.37	0.00	0.0%	5.4668
Jun	5.4668	4.3786	1,044.29	45.72	4.38	0.00	0.0%	5.4668
Jul	5.4668	4.1758	1,048.01	43.76	4.18	0.00	0.0%	5.4668
Ago	5.4668	4.4154	1,066.53	47.09	4.42	0.00	0.0%	5.4668
Sep	5.4668	4.6828	1,046.27	48.99	4.68	0.00	0.0%	5.4668
Sumas:				609.98	609.98			694.9

Variaciones en costo total			Variación acumulada modificada	¿Supera el 5%?	Valores de reajuste	Reajuste acumulado
absoluta	relativa	relativa acumulada				
US\$ Millones						
1	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
2	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
3	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
4	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
5	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
6	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
7	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
8	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
9	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
10	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
11	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%
12	0.00	0.00%	-0.34%	-0.34%	0	0.00%

TABLA 6.12.- Cálculos y Resultados del proceso de ajuste para los meses de noviembre y diciembre de 2001 correspondientes al Cuarto Año del período.

6.6 REAJUSTE DE LA TARIFA DE TRANSMISIÓN.-

La metodología para el reajuste de la Tarifa de Transmisión requiere de la información de los siguientes parámetros, establecidos para el período de estudio:

1. Demandas de Energía planificadas.
2. Demandas de potencia planificadas.
3. Tarifa de Transmisión planificados acorde con las regulaciones emitidas por el Consejo Nacional de Electricidad, TT_i ,
4. Tarifa de Transmisión referido a energía planificados, TT_{Pi} .
5. Tarifa de Transmisión referido a energía Real del mes que se va a desarrollar el ajuste, TT_R .
6. Tarifa de Transmisión referido a energía Estabilizado para el período de estudio, TT_{ES} .

6.6.1 TARIFAS DE TRANSMISIÓN PLANIFICADOS.-

Los valores de los costos de transmisión metas u objetivos son definidos a partir de los estudios realizados por TRANSELECTRIC S.A., en tanto que, la evolución de los costos de transmisión mensuales está dada en función de un incremento del 1.39%. Una vez que se sobrepasa el valor objetivo, para los valores de la tarifa de transmisión de los meses restantes del período se asigna el valor objetivo. Es así que, para el período 2001 – 2005, el valor inicial de octubre 2001 fue de 2.4358 US\$/kW-mes y la tarifa objetivo fue de 3.10 US\$/kW-mes, la misma que planificó alcanzarla en abril de 2003. Mientras que, para el período 2002 – 2006, el valor correspondiente a octubre 2002 es de 2.8740 US\$/kW-mes y la tarifa objetivo, calculada en el nuevo estudio, es de 3.27 US\$/kW-mes, la misma que se alcanzará, utilizando el mismo incremento, en agosto de 2003.

TARIFA DE TRANSMISIÓN PLANIFICADA		
Incremento:		1.39%
MESES	CARGO	
	2001-2005 US\$/kW-mes	2002-2006 US\$/kW-mes
Oct-01	2.4358	
Nov-01	2.4697	
Dic-01	2.5040	
Ene-02	2.5388	
Feb-02	2.5741	
Mar-02	2.6099	
Abr-02	2.6461	
May-02	2.6829	
Jun-02	2.7202	
Jul-02	2.7580	
Ago-02	2.7964	
Sep-02	2.8352	
Oct-02	2.8746	2.8746
Nov-02	2.9146	2.9146
Dic-02	2.9551	2.9551
Ene-03	2.9962	2.9962
Feb-03	3.0378	3.0378
Mar-03	3.0801	3.0801
Abr-03	3.1000	3.1229
May-03	3.1000	3.1663
Jun-03	3.1000	3.2103
Jul-03	3.1000	3.2549
Ago-03	3.1000	3.2700
Sep-03	3.1000	3.2700

TARIFA DE TRANSMISION PLANIFICADA		
Incremento:		1.39%
MESES	CARGO	
	2001-2005 US\$/kW-mes	2002-2006 US\$/kW-mes
Oct-03	3.1000	3.2700
Nov-03	3.1000	3.2700
Dic-03	3.1000	3.2700
Ene-04	3.1000	3.2700
Feb-04	3.1000	3.2700
Mar-04	3.1000	3.2700
Abr-04	3.1000	3.2700
May-04	3.1000	3.2700
Jun-04	3.1000	3.2700
Jul-04	3.1000	3.2700
Ago-04	3.1000	3.2700
Sep-04	3.1000	3.2700
Oct-04	3.1000	3.2700
Nov-04	3.1000	3.2700
Dic-04	3.1000	3.2700
Ene-05	3.1000	3.2700
Feb-05	3.1000	3.2700
Mar-05	3.1000	3.2700
Abr-05	3.1000	3.2700
May-05	3.1000	3.2700
Jun-05	3.1000	3.2700
Jul-05	3.1000	3.2700
Ago-05	3.1000	3.2700
Sep-05	3.1000	3.2700
Oct-05		3.2700
Nov-05		3.2700
Dic-05		3.2700
Ene-06		3.2700
Feb-06		3.2700
Mar-06		3.2700
Abr-06		3.2700
May-06		3.2700
Jun-06		3.2700
Jul-06		3.2700
Ago-06		3.2700
Sep-06		3.2700

TABLA 6.13.- Incremento de la tarifa de transmisión planificada para los períodos 2001-2005 y 2002-2006.

6.6.2 TARIFA DE TRANSMISIÓN PLANIFICADA REFERIDO A ENERGÍA.-

Los costos de transmisión referidos a energía están dados en función de las demandas de potencia, las demandas de energía planificadas utilizadas para el cálculo del Precio referencial de Generación, componente de capacidad (numeral 6.5.2 del capítulo 6), y los costo de transmisión planificados (numeral 6.6.1 del capítulo 6).

El proceso de cálculo de los costos de transmisión referidos a energía se inicia con el cálculo de los costos totales de potencia, para lo cual se realiza, mensualmente, el producto de las demandas de potencia y los cargos de transmisión planificados. Luego, estos costos totales de potencia se los relaciona con las demandas de energía mensuales planificadas y se dichos costos medios de transmisión. Así, para el período octubre 2002 – septiembre 2006, los costos de transmisión planificados referidos a energía se muestran en la TABLA 6.14.

	Potencia (MW)	Cargo US\$/kW-mes	Costo US\$	Energía GWh	costo medio US¢/kWh
oct-02	2,252	2.8700	6,464,029	955.4	0.67658
nov-02	2,252	2.9100	6,554,120	930.9	0.70406
dic-02	2,252	2.9500	6,644,211	982.0	0.67660
ene-03	2,252	3.0000	6,756,825	968.7	0.69751
feb-03	2,252	3.0400	6,846,916	904.5	0.75698
mar-03	2,252	3.0800	6,937,007	1,001.0	0.69301
abr-03	2,252	3.1200	7,027,098	980.5	0.71669
may-03	2,252	3.1700	7,139,712	1,009.8	0.70704
jun-03	2,252	3.2100	7,229,803	947.6	0.76296
jul-03	2,252	3.2700	7,364,939	950.9	0.77452
ago-03	2,252	3.2700	7,364,939	967.7	0.76108
sep-03	2,252	3.2700	7,364,939	949.3	0.77583
oct-03	2,320	3.2700	7,586,391	990.9	0.76561
nov-03	2,320	3.2700	7,586,391	965.6	0.78567
dic-03	2,320	3.2700	7,586,391	1,018.4	0.74493
ene-04	2,320	3.2700	7,586,391	1,027.1	0.73862
feb-04	2,320	3.2700	7,586,391	959.0	0.79107
mar-04	2,320	3.2700	7,586,391	1,061.2	0.71489
abr-04	2,320	3.2700	7,586,391	1,039.7	0.72967
may-04	2,320	3.2700	7,586,391	1,070.8	0.70848
jun-04	2,320	3.2700	7,586,391	1,004.6	0.75517
jul-04	2,320	3.2700	7,586,391	1,008.1	0.75254
ago-04	2,320	3.2700	7,586,391	1,026.0	0.73941
sep-04	2,320	3.2700	7,586,391	1,006.6	0.75366
oct-04	2,440	3.2700	7,978,964	1,050.6	0.75947
nov-04	2,440	3.2700	7,978,964	1,023.6	0.77950
dic-04	2,440	3.2700	7,978,964	1,079.8	0.73893
ene-05	2,440	3.2700	7,978,964	1,081.4	0.73784
feb-05	2,440	3.2700	7,978,964	1,009.7	0.79023
mar-05	2,440	3.2700	7,978,964	1,117.3	0.71413
abr-05	2,440	3.2700	7,978,964	1,094.7	0.72887
may-05	2,440	3.2700	7,978,964	1,127.3	0.70779
jun-05	2,440	3.2700	7,978,964	1,057.7	0.75437
jul-05	2,440	3.2700	7,978,964	1,061.6	0.75160
ago-05	2,440	3.2700	7,978,964	1,080.4	0.73852
sep-05	2,440	3.2700	7,978,964	1,059.8	0.75287
oct-05	2,549	3.2700	8,334,628	1,106.2	0.75345
nov-05	2,549	3.2700	8,334,628	1,077.8	0.77330
dic-05	2,549	3.2700	8,334,628	1,136.9	0.73310
ene-06	2,549	3.2700	8,334,628	1,137.3	0.73284
feb-06	2,549	3.2700	8,334,628	1,061.8	0.78495
mar-06	2,549	3.2700	8,334,628	1,175.0	0.70933
abr-06	2,549	3.2700	8,334,628	1,151.1	0.72406
may-06	2,549	3.2700	8,334,628	1,185.5	0.70305
jun-06	2,549	3.2700	8,334,628	1,112.3	0.74931
jul-06	2,549	3.2700	8,334,628	1,116.3	0.74663
ago-06	2,549	3.2700	8,334,628	1,136.0	0.73368
sep-06	2,549	3.2700	8,334,628	1,114.5	0.74784

TABLA 6.14.- Costos de Transmisión referidos a energía (Costos Medios). Período 2002-2006.

6.6.3 TARIFA DE TRANSMISIÓN ESTABILIZADA PARA EL PERÍODO DE ESTUDIO.-

El valor de la tarifa de transmisión objetivo y su correspondiente valor referido a la energía está dado por los estudios agente transmisor, es así que para el período oct. 2001 – sept. 2005 los valores utilizados fueron 3.10 US\$/kW-mes y 0,7136 US¢/kWh, respectivamente. En tanto que, para el período oct. 2002 – sept. 2006 se ha realizado una modificación en la tasa de descuento (7.5%) y en la revalorización de los activos de la empresa de transmisión y los nuevos valores establecidos son 3.27 US\$/kW-mes y 0.7631 US¢/kWh.

6.6.4 INGRESOS PLANIFICADOS PARA EL PERÍODO DE ESTUDIO.-

Los ingresos planificados están dados en función del producto entre los valores de la Tarifa de Transmisión planificada referida a energía y las demandas de energía planificadas para el periodo de estudio, así para el período octubre 2002 – septiembre 2006 se tiene los siguientes datos:

Año 1			Año 2				
TT	Demanda	Costo	TT	Demanda	Costo		
US¢/kWh	GWh	planificado	US¢/kWh	GWh	planificado		
T_n	Q_n	Millones \$	T_n	Q_n	Millones \$		
$y_n = T_n \cdot Q_n$			$y_n = T_n \cdot Q_n$				
2002 Oct	0.6766	955.4	6.46	Oct	0.7656	990.9	7.59
Nov	0.7041	930.9	6.55	Nov	0.7857	965.6	7.59
Dic	0.6766	982.0	6.64	Dic	0.7449	1,018.4	7.59
2003 Ene	0.6975	968.7	6.76	2004 Ene	0.7386	1,027.1	7.59
Feb	0.7570	904.5	6.85	Feb	0.7911	959.0	7.59
Mar	0.6930	1,001.0	6.94	Mar	0.7149	1,061.2	7.59
Abr	0.7167	980.5	7.03	Abr	0.7297	1,039.7	7.59
May	0.7070	1,009.8	7.14	May	0.7085	1,070.8	7.59
Jun	0.7630	947.6	7.23	Jun	0.7552	1,004.6	7.59
Jul	0.7745	950.9	7.36	Jul	0.7525	1,008.1	7.59
Ago	0.7611	967.7	7.36	Ago	0.7394	1,026.0	7.59
Sep	0.7758	949.3	7.36	Sep	0.7537	1,006.6	7.59
11,548.3			83.69	12,178.0			91.04
Año 3			Año 4				
TT	Demanda	Costo	TT	Demanda	Costo		
US¢/kWh	GWh	planificado	US¢/kWh	GWh	planificado		
T_n	Q_n	Millones \$	T_n	Q_n	Millones \$		
$y_n = T_n \cdot Q_n$			$y_n = T_n \cdot Q_n$				
Oct	0.7595	1,050.6	7.98	Oct	0.7534	1,106.2	8.33
Nov	0.7795	1,023.6	7.98	Nov	0.7733	1,077.8	8.33
Dic	0.7389	1,079.8	7.98	Dic	0.7331	1,136.9	8.33
2005 Ene	0.7378	1,081.4	7.98	2006 Ene	0.7328	1,137.3	8.33
Feb	0.7902	1,009.7	7.98	Feb	0.7850	1,061.8	8.33
Mar	0.7141	1,117.3	7.98	Mar	0.7093	1,175.0	8.33
Abr	0.7289	1,094.7	7.98	Abr	0.7241	1,151.1	8.33
May	0.7078	1,127.3	7.98	May	0.7030	1,185.5	8.33
Jun	0.7544	1,057.7	7.98	Jun	0.7493	1,112.3	8.33
Jul	0.7516	1,061.6	7.98	Jul	0.7466	1,116.3	8.33
Ago	0.7385	1,080.4	7.98	Ago	0.7337	1,136.0	8.33
Sep	0.7529	1,059.8	7.98	Sep	0.7478	1,114.5	8.33
12,843.9			95.75	13,510.7			100.02

TABLA 6.15.- Ingresos planificados para el período Oct. 2002 – Sept. 2006

6.6.5 TARIFA DE TRANSMISIÓN REAL Y VARIACIÓN RESPECTO DE LOS VALORES PLANIFICADOS.-

En igual forma, como ejemplo, se utilizará el período oct. 2001 – sept. 2005 y la información correspondiente a los meses de noviembre y diciembre de 2001, cuya fuente son los reportes de despacho del Centro Nacional de Control de Energía, CENACE:

TTnov := 0.5154 US¢/kWh
 TTdic := 0.5044 US¢/kWh
 TTnovPlanificado = 0.5899 US¢/kWh
 TTdicPlanificado = 0.5669 US¢/kWh

Las variaciones, respecto de los valores planificado estarán dadas por la diferencia entre los valores correspondientes:

$\Delta TT_{nov} := TT_{nov} - TT_{novPlanificado}$
 $\Delta TT_{nov} = -0.0745$ US¢/kWh
 $\Delta TT_{dic} := TT_{dic} - TT_{dicPlanificado}$
 $\Delta TT_{dic} = -0.0625$ US¢/kWh

El cálculo de las variaciones se debe realizar para todos los meses del período, para lo cual el vector de valores del TT_R se completa con los valores planificados, por lo tanto, excepto en los meses de noviembre y diciembre de 2001, el vector de variaciones será cero. Así que se tiene:

Meses	Vectores de variación del TT mensual				TT necesario para cubrir los costos reales			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
	d_n	d_n	d_n	d_n	$T^{(*)}_n = T_n + d_n$	$T^{(*)}_n = T_n + d_n$	$T^{(*)}_n = T_n + d_n$	$T^{(*)}_n = T_n + d_n$
	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh
mes 1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.5669	0.6409	0.6887	0.6806
mes 2	-0.0744	0.0000	0.0000	0.0000	0.5154	0.6922	0.7323	0.7560
mes 3	-0.0625	0.0000	0.0000	0.0000	0.5044	0.6653	0.6942	0.7167
mes 4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.5790	0.6806	0.6961	0.7228
mes 5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.6287	0.7391	0.7456	0.7742
mes 6	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.5761	0.6772	0.6738	0.6996
mes 7	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.5962	0.6959	0.6877	0.7141
mes 8	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.5869	0.6757	0.6678	0.6934
mes 9	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.6342	0.7202	0.7117	0.7390
mes 10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.6407	0.7176	0.7092	0.7364
mes 11	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.6383	0.7052	0.6969	0.7236
mes 12	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.6597	0.7188	0.7104	0.7376

TABLA 6.16.- Tarifa de Transmisión Real del mes de noviembre de 2002. Variaciones respecto de los Valores de TT Planificados.

6.6.6 PROCESO DE AJUSTE.-

Una vez que ha sido establecido el vector de variaciones absolutas de los costos unitarios, se establece el vector de variaciones absolutas del costo total, para lo cual se multiplica, en forma mensual, la variación absoluta de la TT por la relación del TT_{ES} y el TT, por la demanda de energía planificada. Este cálculo se lo realiza para cada uno de los meses comprendidos en el período:

$$\begin{aligned}
 TT_{\text{Plano}} &:= 0.6771 && \text{US\$/kWh} \\
 DemEnergiaNov &:= 895.5 && \text{GWh} \\
 DemEnergiaDic &:= 944.6 && \text{GWh} \\
 \Delta \text{CostoTotalNov} &:= \Delta TT_{\text{nov}} \cdot \left(\frac{TT_{\text{Plano}}}{TT_{\text{novPlanificado}}} \right) \cdot \frac{DemEnergiaNov}{100} \\
 \Delta \text{CostoTotalNov} &= -0.7658 && \text{Millones US\$} \\
 \Delta \text{CostoTotalDic} &:= \Delta TT_{\text{dic}} \cdot \left(\frac{TT_{\text{Plano}}}{TT_{\text{dicPlanificado}}} \right) \cdot \frac{DemEnergiaDic}{100} \\
 \Delta \text{CostoTotalDic} &= -0.7051 && \text{Millones US\$}
 \end{aligned}$$

Luego, cada una de estas variaciones absolutas mensuales del costo total se las refiere al ingreso total planificado del primer año y se obtiene el vector de variaciones relativas del costo total. Este cálculo se lo realiza para cada uno de los meses comprendidos en el período:

$$\begin{aligned}
 IngresoPlanificadoTotalAño1 &:= 67.52 && \text{Millones US\$} \\
 \Delta \% \text{CostoTotalNov} &:= \left(\frac{\Delta \text{CostoTotalNov}}{IngresoPlanificadoTotalAño1} \right) \cdot 100 \\
 \Delta \% \text{CostoTotalNov} &= -1.13 && \% \\
 \Delta \% \text{CostoTotalDic} &:= \left(\frac{\Delta \text{CostoTotalDic}}{IngresoPlanificadoTotalAño1} \right) \cdot 100 \\
 \Delta \% \text{CostoTotalDic} &= -1.04 && \%
 \end{aligned}$$

A continuación, se determina el vector de variaciones relativas del costo total acumuladas, para lo cual se suma algébricamente, la variación relativa del costo total del mes "n" (mes en el que se está realizando el ajuste) y la variación relativa del costo total del mes "n-1" (mes inmediato anterior). Este cálculo se lo realiza para cada uno de los meses comprendidos en el período:

$$\Delta \% \text{CostoTotalOct} := 0 \quad \%$$

$$\Delta \% \text{AcumCostoTotalNov} := \Delta \% \text{CostoTotalOct} + \Delta \% \text{CostoTotalNov}$$

$$\Delta \% \text{AcumCostoTotalNov} = -1.13 \quad \%$$

$$\Delta \% \text{AcumCostoTotalDic} := \Delta \% \text{CostoTotalNov} + \Delta \% \text{CostoTotalDic}$$

$$\Delta \% \text{AcumCostoTotalDic} = -2.18 \quad \%$$

Luego, se establece el vector de variaciones relativas acumuladas del costo total modificada, cuyos valores se establecen mediante el siguiente criterio de asignación: el valor del mes “n” de este nuevo vector, será el valor de la variación relativa del costo total del mes “n”, siempre y cuando, el valor de la variación relativa acumulada del costo total modificada del mes “n-1” supere el 5%; en caso contrario, se asigna la suma del valor de la variación relativa del costo modificado del mes “n-1” y el valor de la variación relativa del costo total correspondiente al mes “n”.

Esto implica, que el vector de variaciones relativas acumulada del costo total modificada, se utiliza para establecer, en primer lugar, el porcentaje de la variación en que se ajustará la TT_{ES} , cuando este ajuste sea pertinente; y, en segundo lugar, se lo utiliza como un vector en el que se registran las veces que, durante el período de estudio, la acumulación de las variaciones relativas del costo total hacen que se supere el límite establecido.

Como consecuencia de la aplicación del criterio anterior, se originan el vector denominado “Supera el 5%?” y el vector denominado “Valores de Reajuste”. Los elemento del primer vector solo podrán tomar el valor de “0” ó “1”, el elemento de este vector del mes “n” de este vector será “0” cuando el valor de la variación relativa acumulada del costo total modificada correspondiente al mes “n” supere el 5%, en cuyo caso, se asignará dicho valor al elemento del mes “n”, del vector Valores de Reajuste.

A medida que en el período la variación relativa del costo total se acumula y supera el 5% el valor de reajuste dado se debe acumular en igual forma, para lo que se establece el vector “Reajuste Acumulado”, cuyo

elemento correspondiente al mes "n" se establece de la suma algébrica del valor del reajuste del mes "n" y el elemento "n-1" del vector "Reajuste Acumulado".

Finalmente, para determinar el valor de la Tarifa de Transmisión Estabilizada Corregida, $TT_{ES}Corregida$, correspondiente al mes "n", en primer lugar, se asigna como valor inicial, (mes 1), el valor del TT_{ES} , como primer elemento del vector de $TT_{ES}Corregido$; luego, a partir del mes 2, la Tarifa de Transmisión Estabilizada Corregida, $TT_{ES}Corregida$, correspondiente al mes "n" está definido por $TT_{ES}Corregida$ correspondiente al mes "n-1" incrementado en el porcentaje del Valor de Reajuste Acumulado del mes "n".

Como se ha mencionado durante la descripción del método de reajuste de la Tarifa de Transmisión, cada uno de los algoritmos se aplica en forma simultánea a todos los meses comprendidos en el período, por tal razón a continuación se muestra los cálculos realizados para el caso que se ha dispuesto como ejemplo:

Año 1	TT planificado		Demanda GWh	Ingreso planf US\$ Millones	Los costos reales	Variaciones costo unit.		Plano corregido
	Plano	Mensual				absolutas	relativas	
	$T(\Pi)$	T_n	Q_n	$y_n = T_n \cdot Q_n$	$T(*)_n$	$d_n = T(*)_n - T_n$	$\delta_n = T(*)_n / T_n$	$T(\Pi)_n$
2001 Oct	0.6771	0.5669	919.0	5.21	0.5669	0.0000	0.00%	0.6771
Nov	0.6771	0.5889	896.5	5.28	0.6154	-0.0744	-12.62%	0.6771
Dic	0.6771	0.5669	944.6	5.36	0.6044	-0.0626	-11.03%	0.6771
2002 Ene	0.6771	0.5790	937.8	5.43	0.5790	0.0000	0.00%	0.6771
Feb	0.6771	0.6287	875.6	5.51	0.6287	0.0000	0.00%	0.6771
Mar	0.6771	0.5761	968.9	5.58	0.5761	0.0000	0.00%	0.6771
Abr	0.6771	0.5962	949.2	5.66	0.5962	0.0000	0.00%	0.6771
May	0.6771	0.5869	977.5	5.74	0.5869	0.0000	0.00%	0.6771
Jun	0.6771	0.6342	917.2	5.82	0.6342	0.0000	0.00%	0.6771
Jul	0.6771	0.6407	920.5	5.90	0.6407	0.0000	0.00%	0.6771
Ago	0.6771	0.6383	936.8	5.98	0.6383	0.0000	0.00%	0.6771
Sep	0.6771	0.6597	919.0	6.06	0.6597	0.0000	0.00%	0.6771
Sumas:	75.58		11,161.5	67.52	66.26	-1.26	-23.65%	75.58

Variaciones en el costo total			Variación acumulada modificada	¿Supera el 5%?	Valores de reajuste	Reajuste acumulado
absoluta	relativa	relativa acumulada				
US\$ Millones						
1	0.00	0.00%	0.00%	0.00%	0	0.00%
2	-0.77	-1.13%	-1.13%	-1.13%	0	0.00%
3	-0.71	-1.05%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
4	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
5	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
6	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
7	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
8	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
9	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
10	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
11	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
12	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%

TABLA 6.17.- Cálculos y Resultados del proceso de ajuste de la Tarifa de Transmisión para los meses de noviembre y diciembre de 2001 correspondientes al Primer Año del período.

TT planificado		Demanda GWh	Ingreso US\$ Millones	Los costos reales	Variaciones absolutas	Variaciones relativas	Plano corregido		
								Plano	Mensual
Año 2		$T(\Pi)$	T_n	Q_n	$y_n = T_n \cdot Q_n$	$T(^*)_n$	$d_n = T(^*)_n \cdot T_n$	δ_n	$T(\Pi^*)_n$
	Oct	0.6771	0.6409	959.2	6.15	0.6409	0.00	0.0%	0.6771
	Nov	0.6771	0.6922	934.6	6.47	0.6922	0.00	0.0%	0.6771
	Dic	0.6771	0.6653	985.9	6.56	0.6653	0.00	0.0%	0.6771
2003	Ene	0.6771	0.6806	977.0	6.65	0.6806	0.00	0.0%	0.6771
	Feb	0.6771	0.7391	912.2	6.74	0.7391	0.00	0.0%	0.6771
	Mar	0.6771	0.6772	1,009.4	6.84	0.6772	0.00	0.0%	0.6771
	Abr	0.6771	0.6959	988.9	6.88	0.6959	0.00	0.0%	0.6771
	May	0.6771	0.6757	1,018.4	6.88	0.6757	0.00	0.0%	0.6771
	Jun	0.6771	0.7202	955.6	6.88	0.7202	0.00	0.0%	0.6771
	Jul	0.6771	0.7176	959.0	6.88	0.7176	0.00	0.0%	0.6771
	Ago	0.6771	0.7052	975.9	6.88	0.7052	0.00	0.0%	0.6771
	Sep	0.6771	0.7188	957.4	6.88	0.7188	0.00	0.0%	0.6771
Sumas:					80.69	80.69	0.0	0.0%	78.8

Variaciones en costo total			Variación acumulada modificada	¿Supera el 5%?	Valores de reajuste	Reajuste acumulado
absoluta	relativa	relativa acumulada				
US\$ Millones						
1	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
2	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
3	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
4	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
5	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
6	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
7	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
8	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
9	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
10	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
11	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
12	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%

TABLA 6.18.- Cálculos y Resultados del proceso de ajuste de la Tarifa de Transmisión para los meses de noviembre y diciembre de 2001 correspondientes al Segundo Año del período.

TT planificado		Demanda GWh	Ingreso US\$ Millones	Los costos reales	Variaciones absolutas	Variaciones relativas	Plano corregido		
Plano	Mensual								
Año 3		$T(\Pi)$	T_n	Q_n	$y_n = T_n \cdot Q_n$	$T(^*)_n$	$d_n = T(^*)_n \cdot T_n$	δ_n	$T(\Pi^*)_n$
	Oct	0.6771	0.6887	999.29	6.9	0.69	0.00	0.00%	0.6771
	Nov	0.6771	0.7323	973.67	7.1	0.73	0.00	0.00%	0.6771
	Dic	0.6771	0.6942	1027.10	7.1	0.69	0.00	0.00%	0.6771
2004	Ene	0.6771	0.6961	1024.31	7.1	0.70	0.00	0.00%	0.6771
	Feb	0.6771	0.7456	956.39	7.1	0.75	0.00	0.00%	0.6771
	Mar	0.6771	0.6738	1058.27	7.1	0.67	0.00	0.00%	0.6771
	Abr	0.6771	0.6877	1036.80	7.1	0.69	0.00	0.00%	0.6771
	May	0.6771	0.6678	1067.72	7.1	0.67	0.00	0.00%	0.6771
	Jun	0.6771	0.7117	1001.85	7.1	0.71	0.00	0.00%	0.6771
	Jul	0.6771	0.7092	1005.42	7.1	0.71	0.00	0.00%	0.6771
	Ago	0.6771	0.6969	1023.19	7.1	0.70	0.00	0.00%	0.6771
	Sep	0.6771	0.7104	1003.75	7.1	0.71	0.00	0.00%	0.6771
Sumas:					85.32	85.32	0.00		82.46

Variaciones en costo total			Variación acumulada modificada	¿Supera el 5%?	Valores de reajuste	Reajuste acumulado
absoluta	relativa	relativa acumulada				
US\$ Millones						
1	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
2	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
3	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
4	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
5	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
6	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
7	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
8	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
9	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
10	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
11	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
12	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%

TABLA 6.19.- Cálculos y Resultados del proceso de ajuste de la Tarifa de Transmisión para los meses de noviembre y diciembre de 2001 correspondientes al Tercer Año del período.

Año 4	TT planificado		Demanda GWh	Ingreso US\$ Millones	Los costos reales	Variaciones absolutas	Variaciones relativas	Plana corregida
	Plano	Mensual						
	$T(\Pi)$	T_n	Q_n	$y_n = T_n * Q_n$	$T(*)_n$	$d_n = T(*)_n - T_n$	δ_n	$T(\Pi^*)_n$
Oct	0.6771	0.6806	1,047.67	7.13	0.6806	0.00	0.00%	0.6771
Nov	0.6771	0.7560	1,020.80	7.72	0.7560	0.00	0.00%	0.6771
Dic	0.6771	0.7167	1,076.82	7.72	0.7167	0.00	0.00%	0.6771
2005 Ene	0.6771	0.7228	1,067.69	7.72	0.7228	0.00	0.00%	0.6771
Feb	0.6771	0.7742	996.91	7.72	0.7742	0.00	0.00%	0.6771
Mar	0.6771	0.6996	1,103.10	7.72	0.6996	0.00	0.00%	0.6771
Abr	0.6771	0.7141	1,080.72	7.72	0.7141	0.00	0.00%	0.6771
May	0.6771	0.6934	1,112.95	7.72	0.6934	0.00	0.00%	0.6771
Jun	0.6771	0.7390	1,044.29	7.72	0.7390	0.00	0.00%	0.6771
Jul	0.6771	0.7364	1,048.01	7.72	0.7364	0.00	0.00%	0.6771
Ago	0.6771	0.7236	1,066.53	7.72	0.7236	0.00	0.00%	0.6771
Sep	0.6771	0.7376	1,046.27	7.72	0.7376	0.00	0.00%	0.6771
Sumas:				92.03	92.03			86.08

Variaciones en costo total			Variación acumulada modificada	¿Supera el 5%?	Valores de reajuste	Reajuste acumulado
absoluta	relativa	relativa acumulada				
US\$ Millones						
1	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
2	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
3	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
4	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
5	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
6	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
7	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
8	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
9	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
10	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
11	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%
12	0.00	0.00%	-2.18%	-2.18%	0	0.00%

TABLA 6.20.- Cálculos y Resultados del proceso de ajuste de la Tarifa de Transmisión para los meses de noviembre y diciembre de 2001 correspondientes al Cuarto Año del período.

6.7 REAJUSTE DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN.-

La metodología para el reajuste del Valor Agregado de Distribución requiere de la información de los siguientes parámetros:

1. Precio Referencial de Generación Real correspondiente a Empresa Eléctrica de Distribución, en sus componentes de capacidad y energía.
2. Tarifa de Transmisión Real referido a energía correspondiente a Empresa Eléctrica de Distribución.
3. Datos propios de la Empresa Eléctrica de Distribución y correspondientes al año en que se realiza el ajuste.

A diferencia de los datos requeridos para el ajuste del Precio Referencial de Generación y la Tarifa de Transmisión donde se establece un

período de cuatro años, para el ajuste del Valor Agregado de Distribución la información requerida está dada para un período de un año. Es así que, para el periodo de estudio de ajuste octubre 2001 – septiembre 2005, la información de la empresa utilizada corresponde al Estudio del año 2001; en tanto que, para el período de estudio octubre 2002 – septiembre 2006 la información a utilizarse será la correspondiente al Estudio de Costos de 2002.

6.7.1 DEMANDAS DE ENERGÍA PLANIFICADAS PARA CADA EMPRESA ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN.-

Las demandas de energía planificadas para cada empresa distribuidora están dadas para un período de cuatro años en función de los valores establecidos de la demandas de energía totales del numeral 6.5.2, y de la proyección de las demandas anuales de energía al nivel de barras de subestación de entrega para un escenario de crecimiento medio de cada empresa distribuidora, establecidas en los Planes de Electrificación, elaborados y aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC. Así por ejemplo, para el período octubre 2002 – septiembre 2006, las demandas anuales de energía son tomadas del Plan de Electrificación 2002 – 2011 y para los años 2002 a 2006.

PROYECCIÓN DE LAS DEMANDAS ANUALES DE ENERGÍA, POR EMPRESA DISTRIBUIDORA AL NIVEL DE BARRAS DE SUBESTACIÓN DE ENTREGA ESCENARIO DE CRECIMIENTO MEDIO (kWh)

EMPRESA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Ambato	264,862,579	285,184,678	296,170,857	308,487,655	325,207,686	342,411,173	360,148,071
Azogues	42,217,568	58,914,872	60,384,380	61,844,939	64,201,231	66,589,517	69,013,375
Bolívar	47,829,600	44,102,200	45,254,773	46,420,558	48,254,170	50,116,781	52,011,196
Centro Sur	520,607,976	501,349,410	523,091,635	547,724,857	580,533,576	614,436,736	649,152,412
Cotacachi	171,833,000	190,598,405	196,533,133	202,870,993	212,710,236	222,899,056	233,464,472
El Oro	371,466,000	377,838,069	391,704,427	407,416,593	430,586,597	454,281,520	478,448,296
Emelec	3,041,649,242	3,016,484,133	3,110,648,995	3,208,210,145	3,367,658,190	3,530,316,080	3,697,300,031
Emelgur	753,977,488	251,197,553	258,158,821	267,872,907	281,373,702	295,078,601	1,055,809,183
Esmeraldas	217,979,000	785,375,966	822,367,143	868,534,137	927,521,353	990,579,115	309,004,217
Los Ríos	214,607,121	203,020,163	211,486,038	221,362,087	235,396,454	249,826,257	264,640,954
Manabí	685,600,000	699,650,519	729,325,787	764,029,369	813,156,458	863,653,474	915,645,413
Milagro	344,683,840	338,393,508	354,009,342	372,559,361	398,303,213	424,870,037	452,316,642
Norte	272,045,000	300,515,842	311,543,711	323,764,823	340,632,970	357,937,125	375,762,394
Quito	2,365,828,000	2,407,064,784	2,483,543,664	2,563,389,593	2,682,840,767	2,825,059,249	2,960,944,599
Riobamba	171,478,000	178,267,792	182,487,790	186,596,795	193,426,238	200,331,554	207,343,159
Santa Elena	244,978,360	251,199,518	261,514,861	273,496,825	290,589,314	308,140,908	326,167,152
Sta. Domingo	215,581,000	229,208,032	238,765,931	249,915,918	265,760,588	282,025,138	298,749,226
Sucumbios (1)					68,000,728	74,671,800	81,713,131
Sur	143,000,000	155,847,000	161,306,122	167,300,790	175,682,560	184,273,437	193,100,135
TOTAL	10,090,223,774	10,274,213,447	10,639,297,411	11,039,797,356	11,711,848,030	12,337,495,356	12,980,735,057

Nota: (1) la empresa Sucumbios se incorporará al S.N.I. en el año 2004

Fuente: Plan de Electrificación 2002 - 2011

TABLA 6. 21.- Proyección de las demandas anuales de energía, por empresa distribuidora.

Como se puede observar los valores están dados para cada empresa distribuidora en forma anual; sin embargo, para efectos del proceso de ajuste, se requiere de los valores mensuales de las demandas energía planificadas, estos valores son calculados por medio de un factor de ponderación establecido en función de las demandas totales de energía planificadas para el período de estudio.

$$FPmes_i := \frac{DemandaPlanificadames_i}{\sum_{i=1}^{12} DemandasPlanificadames_i} \quad i = 1,2,3,\dots,12$$

Así por ejemplo, para la Empresa Eléctrica Ambato las demandas mensuales de energía planificadas para el período octubre 2002 – septiembre 2006 se determinan de la siguiente forma:

Ejemplo de cálculo: Enero 2002

$$DemandaTotal2002 = 11270.8 \quad \text{GWh}$$

$$DemandaEnero2002 = 937.8 \quad \text{GWh}$$

$$FPenero2002 := \frac{DemandaEnero2002}{DemandaTotal2002}$$

$$FPenero2002 = 0.08321$$

$$DemandaEmpresa2002 = 296170857 \quad \text{kWh}$$

$$DemandaEmpresaEnero2002 := DemandaEmpresa2002 \cdot FPenero2002$$

$$DemandaEmpresaEnero2002 = 24643240 \quad \text{kWh}$$

Resultados para período octubre 2002 – septiembre 2006:

	Demanda planificada GWh	Ponderación (pu)	Ambato kWh
Año:	2004		
ene-04	1,027.1	0.08312	27,030,680
feb-04	959.0	0.07761	25,238,460
mar-04	1,061.2	0.08588	27,928,106
abr-04	1,039.7	0.08414	27,362,280
may-04	1,070.8	0.08665	28,180,754
jun-04	1,004.6	0.08130	26,438,537
jul-04	1,008.1	0.08158	26,530,648
ago-04	1,026.0	0.08303	27,001,731
sep-04	1,006.6	0.08146	26,491,172
oct-04	1,050.6	0.08502	27,649,141
nov-04	1,023.6	0.08283	26,938,569
dic-04	1,079.8	0.08738	28,417,611
TOTAL	12,357.1	1.00000	325,207,686
Año:	2005		
ene-05	1,081.4	0.08312	28,459,698
feb-05	1,009.7	0.07760	26,572,737
mar-05	1,117.3	0.08587	29,404,495
abr-05	1,094.7	0.08414	28,809,720
may-05	1,127.3	0.08664	29,667,670
jun-05	1,057.7	0.08129	27,835,975
jul-05	1,061.6	0.08159	27,938,613
ago-05	1,080.4	0.08304	28,433,381
sep-05	1,059.8	0.08146	27,891,241
oct-05	1,106.2	0.08502	29,112,371
nov-05	1,077.8	0.08284	28,364,955
dic-05	1,136.9	0.08738	29,920,317
TOTAL	13,010.8	1.00000	342,411,173
Año:	2006		
ene-06	1,137.3	0.08359	30,106,093
feb-06	1,061.8	0.07804	28,107,491
mar-06	1,175.0	0.08636	31,104,070
abr-06	1,151.1	0.08461	30,471,400
may-06	1,185.5	0.08714	31,382,021
jun-06	1,112.3	0.08176	29,444,304
jul-06	1,116.3	0.08205	29,550,190
ago-06	1,136.0	0.08350	30,071,680
sep-06	1,114.5	0.08192	29,502,541
oct-06	1,137.6	0.08362	30,114,034
nov-06	1,108.4	0.08147	29,341,065
dic-06	1,169.3	0.08595	30,953,182
TOTAL	13,605.1	1.00000	360,148,071

TABLA 6. 22.- Demandas Mensuales de energía planificadas para la Empresa Eléctrica Ambato.
Período octubre 2002 – septiembre 2006.

6.7.2 TARIFA MEDIA Y VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN PROPIO DE CADA EMPRESA DISTRIBUIDORA.-

De los estudios de costos que se realizan, anualmente, para la fijación del Valor Agregado de Distribución de un período determinado se establecen las tarifas medias o precios medios para cada empresa distribuidora, en función de éste se puede determinar el Valor Agregado de Distribución propio, para lo cual se realiza la valoración del Precio

Referencial de Generación, correspondiente a cada empresa, al que se adiciona el costo de transmisión referido a energía estabilizado. La diferencia entre la tarifa media y los costos de generación y transmisión constituye el Valor Agregado de Distribución propio. Así por ejemplo, para la Empresa Eléctrica Quito S.A., los valores establecidos en el Estudio de Costos 2002 son los siguientes:

Ejemplo de cálculo: Empresa Eléctrica Quito S.A.

PRGE := 4.50445 US¢/kWh

PRGP := 1.30792 US¢/kWh

TT := 0.7631 US¢/kWh

TarifaMedia := 10.00 US¢/kWh

FactorNodo := 1.02577

$PRG_{Quito} = (PRGE \cdot FactorNodo) + PRGP$

PRGQuito = 5.92845 US¢/kWh

TTyPRGQuito := PRGQuito + TT

TTyPRGQuito = 6.69155 US¢/kWh

VADQuito = TarifaMedia - TTyPRGQuito

VADQuito = 3.30845 US¢/kWh

Resultados para todas las empresas:

PRG (E)	4.50445	US¢/kWh
PRG (P)	1.30792	US¢/kWh
PRG	5.81237	US¢/kWh
Tarifa Transporte	0.76310	US¢/kWh

EMPRESA	Tarifa Media US¢/kWh	Factor de nodo	PRG propio US¢/kWh	PRG + TT US¢/kWh	VAD US¢/kWh
Ambato	12.4000	0.98778	5.7573	6.5204	5.8796
Azogues	10.8600	1.00140	5.8187	6.5818	4.2782
Bolívar	17.6200	1.00982	5.8566	6.6197	11.0003
Centro Sur	11.8200	1.00140	5.8187	6.5818	5.2382
Cotopaxi	12.7000	1.00360	5.8286	6.5917	6.1083
El Oro	10.6700	1.04459	6.0132	6.7763	3.8937
Emelec	9.1500	1.00049	5.8146	6.5777	2.5723
Emelgur	10.5400	1.00148	5.8190	6.5821	3.9579
Esmeraldas	10.3700	0.94351	5.5579	6.3210	4.0490
Los Ríos	10.9800	1.02157	5.9095	6.6726	4.3074
Manabí	10.9600	1.08024	6.1738	6.9369	4.0231
Milagro	10.6100	0.99244	5.7783	6.5414	4.0686
Norte	11.4300	1.05250	6.0489	6.8120	4.6180
Quito	10.0000	1.02577	5.9284	6.6915	3.3085
Riobamba	13.6400	0.99134	5.7734	6.5365	7.1035
Santa Elena	11.4300	1.03064	5.9504	6.7135	4.7165
Sto. Domingo	9.9500	1.01698	5.8889	6.6520	3.2980
Sur	15.7200	1.04708	6.0244	6.7875	8.9325
	10.3800		5.8812	6.6443	3.7371

TABLA 6. 23.- Tarifa media y Valor Agregado de Distribución Propio. Estudio de costos para el cálculo del Valor Agregado de Distribución 2002 - 2003.

6.7.3 CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN EN FUNCIÓN DE LOS VALORES PLANIFICADOS Y VALORES REALES.-

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución se debe considerar los siguientes elementos básicos:

1. El costo de capital (anualidad),
2. Los Costos de Operación y Mantenimiento,
3. Información física de potencia y energía relacionada con compras, ventas, pérdidas, grandes consumidores.
4. Ingresos por concepto de peajes de potencia.
5. Reconocimiento de las pérdidas ocasionadas por el transporte de la energía de grandes consumidores.
6. Pérdidas de energía y potencia valoradas en dinero,

Cada uno de los cinco primeros parámetros están dados en los estudios de costos elaborados para la fijación del Valor Agregado de Distribución. Es, entonces, el sexto parámetro el que determina la diferencia entre el Valor Agregado de Distribución planificado y el Valor Agregado de Distribución real, pues los mismos se determinan en función de los valores del Precio Referencial de generación, Tarifa de Transmisión y potencia remunerada dados para cada caso.

6.7.4 VALORES MENSUALES DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN E INGRESOS PLANIFICADOS.-

A diferencia de los métodos de ajuste del Precio Referencial de Generación y Tarifa de Transmisión, en donde se tiene los valores mensuales planificados correspondientes, en el proceso de ajuste de Valor Agregado de Distribución, el vector de valores planificados mensuales se dispone de el valor propio, calculado en función de la información específica de cada empresa, el mismo que se modifica de acuerdo con los valores que se determinen para el mes en que se realice el ajuste.

En tanto que, los ingresos planificados están dados en función del producto entre los valores del Valor Agregado de Distribución planificados y las demandas de energía proyectadas para cada empresa distribuidora para el periodo de estudio:

Año 1	VAD	Demanda	Ingreso	Año 2	VAD	Demanda	Ingreso
	US\$/kWh	GWh	planificado		US\$/kWh	GWh	planificado
	T_n	Q_n	Millones \$ $y_n=T_n*Q_n$		T_n	Q_n	Millones \$ $y_n=T_n*Q_n$
2001 Oct	5.63	23.48	1.32	Oct	5.63	24.42	1.37
Nov	6.34	22.88	1.45	Nov	5.63	23.79	1.34
Dic	6.49	24.14	1.57	Dic	5.63	25.10	1.41
2002 Ene	5.63	23.96	1.35	2003 Ene	5.63	24.87	1.40
Feb	5.63	22.37	1.26	Feb	5.63	23.22	1.31
Mar	5.63	24.76	1.39	Mar	5.63	25.70	1.45
Abr	5.63	24.25	1.36	Abr	5.63	25.18	1.42
May	5.63	24.98	1.41	May	5.63	25.93	1.46
Jun	5.63	23.44	1.32	Jun	5.63	24.33	1.37
Jul	5.63	23.52	1.32	Jul	5.63	24.42	1.37
Ago	5.63	23.93	1.35	Ago	5.63	24.85	1.40
Sep	5.63	23.48	1.32	Sep	5.63	24.37	1.37
		285.18	16.42			296.17	16.66

Año 3	VAD	Demanda	Ingreso	Año 4	VAD	Demanda	Ingreso
	US\$/kWh	GWh	planificado		US\$/kWh	GWh	planificado
	T_n	Q_n	Millones \$ $y_n=T_n*Q_n$		T_n	Q_n	Millones \$ $y_n=T_n*Q_n$
Oct	5.63	25.31	1.42	Oct	5.63	26.80	1.51
Nov	5.63	24.67	1.39	Nov	5.63	26.12	1.47
Dic	5.63	26.02	1.46	Dic	5.63	27.55	1.55
2004 Ene	5.63	25.95	1.46	2005 Ene	5.63	27.32	1.54
Feb	5.63	24.23	1.36	Feb	5.63	25.50	1.43
Mar	5.63	26.81	1.51	Mar	5.63	28.22	1.59
Abr	5.63	26.26	1.48	Abr	5.63	27.65	1.56
May	5.63	27.05	1.52	May	5.63	28.47	1.60
Jun	5.63	25.38	1.43	Jun	5.63	26.72	1.50
Jul	5.63	25.47	1.43	Jul	5.63	26.81	1.51
Ago	5.63	25.92	1.46	Ago	5.63	27.29	1.54
Sep	5.63	25.43	1.43	Sep	5.63	26.77	1.51
		308.48	17.36			325.21	18.30

TABLA 6.24.- VAD Propio, VAD Planificado para los meses de Nov. y Dic. de 2001, Demandas de Energía Planificadas e Ingresos planificados para la E. E. AMBATO. Periodo Oct. 2001 – Sept. 2005

6.7.5 VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN REAL Y VARIACIÓN RESPECTO DEL VALOR PLANIFICADO.-

En el caso del proceso de ajuste del Valor Agregado de Distribución se utilizará, como ejemplo, la información correspondiente al período Oct. 2001 – Sept. 2005 y para la Empresa Eléctrica Ambato S.A. para los meses de noviembre y diciembre de 2001:

$VAD_{nov} := 6.5056$ US¢/kWh
 $VAD_{dic} := 6.1257$ US¢/kWh
 $VAD_{novPlanificado} := 6.3414$ US¢/kWh
 $VAD_{dicPlanificado} := 6.4940$ US¢/kWh

Las variaciones, respecto de los valores planificado estarán dadas por la diferencia entre los valores correspondientes:

$\Delta VAD_{nov} := VAD_{nov} - VAD_{novPlanificado}$
 $\Delta VAD_{nov} = 0.1642$ US¢/kWh
 $\Delta VAD_{dic} := VAD_{dic} - VAD_{dicPlanificado}$
 $\Delta VAD_{dic} = -0.3683$ US¢/kWh

El cálculo de las variaciones se debe realizar para todos los meses del período, para lo cual el vector de valores del TT_R se completa con los valores planificados, por lo tanto, excepto en los meses de noviembre y diciembre de 2001, el vector de variaciones será cero. Así que se tiene:

Meses	Vectores de variación del VAD mensual				VAD necesario para cubrir los costos reales			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
	d_n	d_n	d_n	d_n	$T^{(*)}_n = T_n + d_n$	$T^{(*)}_n = T_n + d_n$	$T^{(*)}_n = T_n + d_n$	$T^{(*)}_n = T_n + d_n$
	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh	US¢/kWh
mes 1	0.000	0.000	0.000	0.000	5.63	5.63	5.63	5.63
mes 2	0.164	0.000	0.000	0.000	6.51	5.63	5.63	5.63
mes 3	-0.368	0.000	0.000	0.000	6.13	5.63	5.63	5.63
mes 4	0.000	0.000	0.000	0.000	5.63	5.63	5.63	5.63
mes 5	0.000	0.000	0.000	0.000	5.63	5.63	5.63	5.63
mes 6	0.000	0.000	0.000	0.000	5.63	5.63	5.63	5.63
mes 7	0.000	0.000	0.000	0.000	5.63	5.63	5.63	5.63
mes 8	0.000	0.000	0.000	0.000	5.63	5.63	5.63	5.63
mes 9	0.000	0.000	0.000	0.000	5.63	5.63	5.63	5.63
mes 10	0.000	0.000	0.000	0.000	5.63	5.63	5.63	5.63
mes 11	0.000	0.000	0.000	0.000	5.63	5.63	5.63	5.63
mes 12	0.000	0.000	0.000	0.000	5.63	5.63	5.63	5.63

TABLA 6.25.- VAD Real para los meses de noviembre y diciembre de 2001. Vector de variaciones absolutas del costo unitario. Período Oct. 2001 – Sept. 2005.

6.7.6 PROCESO DE AJUSTE.-

Un vez que ha sido establecido el vector de variaciones absolutas de los costos unitarios, se establece el vector de variaciones absolutas del costo total, para lo cual se multiplica, en forma mensual, la variación absoluta del VAD por la relación entre el VAD_{PROPIO} y el VAD_{MES} , por la

demanda de energía planificada. Este cálculo se lo realiza para cada uno de los meses comprendidos en el período:

$$\text{VADPlano} := 5.66221 \quad \text{US¢/kWh}$$

$$\text{DemEnergiaNov} := 22.88 \quad \text{GWh}$$

$$\text{DemEnergiaDic} := 24.135 \quad \text{GWh}$$

$$\Delta \text{CostoTotalNov} := \Delta \text{VADnov} \cdot \left(\frac{\text{VADPlano}}{\text{VADnovPlanificado}} \right) \cdot \frac{\text{DemEnergiaNov}}{100}$$

$$\Delta \text{CostoTotalNov} = 0.0335 \quad \text{Millones US\$}$$

$$\Delta \text{CostoTotalDic} := \Delta \text{VADdic} \cdot \left(\frac{\text{VADPlano}}{\text{VADdicPlanificado}} \right) \cdot \frac{\text{DemEnergiaDic}}{100}$$

$$\Delta \text{CostoTotalDic} = -0.0775 \quad \text{Millones US\$}$$

Luego, cada una de estas variaciones absolutas mensuales del costo total se las refiere al ingreso total planificado del primer año y se obtiene el vector de variaciones relativas del costo total. Este cálculo se lo realiza para cada uno de los meses comprendidos en el período:

$$\text{IngresoPlanificadoTotalAño1} := 16.4 \quad \text{Millones US\$}$$

$$\Delta \% \text{CostoTotalNov} := \left(\frac{\Delta \text{CostoTotalNov}}{\text{IngresoPlanificadoTotalAño1}} \right) \cdot 100$$

$$\Delta \% \text{CostoTotalNov} = 0.205 \quad \%$$

$$\Delta \% \text{CostoTotalDic} := \left(\frac{\Delta \text{CostoTotalDic}}{\text{IngresoPlanificadoTotalAño1}} \right) \cdot 100$$

$$\Delta \% \text{CostoTotalDic} = -0.47 \quad \%$$

A continuación, se determina el vector de variaciones relativas del costo total acumuladas, para lo cual se suma algébricamente, la variación relativa del costo total del mes "n" (mes en el que se está realizando el ajuste) y la variación relativa del costo total del mes "n-1" (mes inmediato anterior). Este cálculo se lo realiza para cada uno de los meses comprendidos en el período:

$$\Delta \% \text{CostoTotalOct} := 0 \quad \%$$

$$\Delta \% \text{AcumCostoTotalNov} = \Delta \% \text{CostoTotalOct} + \Delta \% \text{CostoTotalNov}$$

$$\Delta \% \text{AcumCostoTotalNov} = 0.205 \quad \%$$

$$\Delta \% \text{AcumCostoTotalDic} = \Delta \% \text{CostoTotalNov} + \Delta \% \text{CostoTotalDic}$$

$$\Delta \% \text{AcumCostoTotalDic} = -0.27 \quad \%$$

Luego, se establece el vector de variaciones relativas acumuladas del costo total modificada, cuyos valores se establecen mediante el siguiente criterio de asignación: el valor del mes “n” de este nuevo vector, será el valor de la variación relativa del costo total del mes “n”, siempre y cuando, el valor de la variación relativa acumulada del costo total modificada del mes “n-1” supere el 5%; en caso contrario, se asigna la suma del valor de la variación relativa del costo modificado del mes “n-1” y el valor de la variación relativa del costo total correspondiente al mes “n”.

Esto implica, que el vector de variaciones relativas acumulada del costo total modificada, se utiliza para establecer, en primer lugar, el porcentaje de la variación en que se ajustará el VAD_{ES} , cuando este ajuste sea pertinente; y, en segundo lugar, se lo utiliza como un vector en el que se registran las veces que, durante el período de estudio, la acumulación de las variaciones relativas del costo total hacen que se supere el límite establecido.

Como consecuencia de la aplicación del criterio anterior, se originan el vector denominado “Supera el 5%?” y el vector denominado “Valores de Reajuste”. Los elementos del primer vector solo podrán tomar el valor de “0” ó “1”, el elemento de este vector del mes “n” de este vector será “0” cuando el valor de la variación relativa acumulada del costo total modificada correspondiente al mes “n” supere el 5%, en cuyo caso, se asignará dicho valor al elemento del mes “n”, del vector Valores de Reajuste.

A medida que en el período la variación relativa del costo total se acumula y supera el 5% el valor de reajuste dado se debe acumular en igual forma, para lo que se establece el vector “Reajuste Acumulado”, cuyo elemento correspondiente al mes “n” se establece de la suma algébrica del valor del reajuste del mes “n” y el elemento “n-1” del vector “Reajuste Acumulado”.

Finalmente, para determinar el valor del Valor Agregado de Distribución Estabilizado Corregido, $VAD_{ES}Corregido$, correspondiente al mes "n", en primer lugar, se asigna como valor inicial, (mes 1), el valor del VAD_{ES} , como primer elemento del vector de $VAD_{ES}Corregido$; luego, a partir del mes 2, el Valor Agregado de Distribución Estabilizado Corregido, $VAD_{ES}Corregido$, correspondiente al mes "n" está definido por $VAD_{ES}Corregido$ correspondiente al mes "n-1" incrementado en el porcentaje del Valor de Reajuste Acumulado del mes "n".

Como se ha mencionado durante la descripción del método de reajuste del Valor Agregado de Distribución, cada uno de los algoritmos se aplica en forma simultánea a todos los meses comprendidos en el período, por tal razón a continuación se muestra los cálculos realizados para el caso que se ha dispuesto como ejemplo:

	VAD planificado		Demanda GWh	Ingreso planif US\$ Millones	Los costos reales	Variaciones costo unit.		Plano corregido
	Plano	Mensual				absolutas	relativas	
Año 1	$T(\Pi)$	T_n	Q_n	$y_n = T_n \cdot Q_n$	$T^{(*)}_n$	$d_n = T^{(*)}_n - T_n$	$\delta_n = T^{(*)}_n / T_n$	$T(\Pi^*)_n$
2001 Oct	5.66	5.63	23.5	1.3	5.63	0.00	0.0%	5.66
Nov	5.66	6.34	22.9	1.5	6.51	0.16	2.6%	5.66
Dic	5.66	6.49	24.1	1.6	6.13	-0.37	-5.7%	5.66
2002 Ene	5.66	5.63	24.0	1.3	5.63	0.00	0.0%	5.66
Feb	5.66	5.63	22.4	1.3	5.63	0.00	0.0%	5.66
Mar	5.66	5.63	24.8	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
Abr	5.66	5.63	24.3	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
May	5.66	5.63	25.0	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
Jun	5.66	5.63	23.4	1.3	5.63	0.00	0.0%	5.66
Jul	5.66	5.63	23.5	1.3	5.63	0.00	0.0%	5.66
Ago	5.66	5.63	23.9	1.3	5.63	0.00	0.0%	5.66
Sep	5.66	5.63	23.5	1.3	5.63	0.00	0.0%	5.66
Sumas:	16.1		285.2	16.4	16.4	-0.1	-3.1%	16.1

Variaciones en el costo total			Variación acumulada modificada	¿Supera el 5%?	Valores de reajuste	Reajuste acumulado
absoluta	relativa	relativa acumulada				
US\$/kWh						
1	0.00	0.00%	0.00%	0	0.00%	0.00%
2	0.03	0.20%	0.20%	0	0.00%	0.00%
3	-0.08	-0.47%	-0.27%	0	0.00%	0.00%
4	0.00	0.00%	-0.27%	0	0.00%	0.00%
5	0.00	0.00%	-0.27%	0	0.00%	0.00%
6	0.00	0.00%	-0.27%	0	0.00%	0.00%
7	0.00	0.00%	-0.27%	0	0.00%	0.00%
8	0.00	0.00%	-0.27%	0	0.00%	0.00%
9	0.00	0.00%	-0.27%	0	0.00%	0.00%
10	0.00	0.00%	-0.27%	0	0.00%	0.00%
11	0.00	0.00%	-0.27%	0	0.00%	0.00%
12	0.00	0.00%	-0.27%	0	0.00%	0.00%

TABLA 6.26.- Cálculos y Resultados del proceso de ajuste del VAD de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. para los meses de noviembre y diciembre de 2001 correspondientes al Primer Año del período.

		VAD planificado		Demanda	Ingreso	Los costos	Variaciones	Variaciones	Plano
		Plano	Mensual	GWh	US\$ Millones	reales	absolutas	relativas	corregido
Año 2		$T(\Pi)$	T_n	Q_n	$y_n = T_n \cdot Q_n$	$T(\Pi)_n$	$d_n = T(\Pi)_n - T_n$	δ_n	$T(\Pi)_n$
	Oct	5.66	5.63	24	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
	Nov	5.66	5.63	24	1.3	5.63	0.00	0.0%	5.66
	Dic	5.66	5.63	25	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
2003	Ene	5.66	5.63	25	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
	Feb	5.66	5.63	23	1.3	5.63	0.00	0.0%	5.66
	Mar	5.66	5.63	26	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
	Abr	5.66	5.63	25	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
	May	5.66	5.63	26	1.5	5.63	0.00	0.0%	5.66
	Jun	5.66	5.63	24	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
	Jul	5.66	5.63	24	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
	Ago	5.66	5.63	25	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
	Sep	5.66	5.63	24	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
Sumas:					16.7	16.66	0.0	0.0%	16.8
Variaciones en costo total				Variación acumulada modificada	¿Supera el 5%?	Valores de reajuste	Reajuste acumulado		
absoluta	relativa	relativa acumulada							
US\$/kWh									
1	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
2	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
3	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
4	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
5	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
6	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
7	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
8	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
9	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
10	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
11	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
12	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		

TABLA 6.27.- Cálculos y Resultados del proceso de ajuste del VAD de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. para los meses de noviembre y diciembre de 2001 correspondientes al Segundo Año del período.

		VAD planificado		Demanda	Ingreso	Los costos	Variaciones	Variaciones	Plano
		Plano	Mensual	GWh	US\$ Millones	reales	absolutas	relativas	corregida
Año 3		$T(\Pi)$	T_n	Q_n	$y_n = T_n \cdot Q_n$	$T(\Pi)_n$	$d_n = T(\Pi)_n - T_n$	δ_n	$T(\Pi)_n$
	Oct	5.66	5.63	25.31	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
	Nov	5.66	5.63	24.67	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
	Dic	5.66	5.63	26.02	1.5	5.63	0.00	0.0%	5.66
2004	Ene	5.66	5.63	25.95	1.5	5.63	0.00	0.0%	5.66
	Feb	5.66	5.63	24.23	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
	Mar	5.66	5.63	26.81	1.5	5.63	0.00	0.0%	5.66
	Abr	5.66	5.63	26.26	1.5	5.63	0.00	0.0%	5.66
	May	5.66	5.63	27.05	1.5	5.63	0.00	0.0%	5.66
	Jun	5.66	5.63	25.38	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
	Jul	5.66	5.63	25.47	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
	Ago	5.66	5.63	25.92	1.5	5.63	0.00	0.0%	5.66
	Sep	5.66	5.63	25.43	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
Sumas:					17.4	17.4	0.0		17.5
Variaciones en costo total				Variación acumulada modificada	¿Supera el 5%?	Valores de reajuste	Reajuste acumulado		
absoluta	relativa	relativa acumulada							
US\$/kWh									
1	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
2	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
3	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
4	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
5	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
6	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
7	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
8	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
9	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
10	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
11	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		
12	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%	0.00%		

TABLA 6.28.- Cálculos y Resultados del proceso de ajuste del VAD de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. para los meses de noviembre y diciembre de 2001 correspondientes al Tercer Año del período.

	VAD planificado		Demanda GWh	Ingreso US\$ Millones	Los costos reales	Variaciones absolutas	Variaciones relativas	Plana corregida
	Plano	Mensual						
Año 4	$T(\Pi)$	T_n	Q_n	$y_n = T_n \cdot Q_n$	$T^{(*)}_n$	$d_n = T^{(*)}_n - T_n$	δ_n	$T(\Pi)^*_n$
Oct	5.66	5.63	26.80	1.5	5.63	0.00	0.0%	5.66
Nov	5.66	5.63	26.12	1.5	5.63	0.00	0.0%	5.66
Dic	5.66	5.63	27.55	1.5	5.63	0.00	0.0%	5.66
2005 Ene	5.66	5.63	27.32	1.5	5.63	0.00	0.0%	5.66
Feb	5.66	5.63	25.50	1.4	5.63	0.00	0.0%	5.66
Mar	5.66	5.63	28.22	1.6	5.63	0.00	0.0%	5.66
Abr	5.66	5.63	27.65	1.6	5.63	0.00	0.0%	5.66
May	5.66	5.63	28.47	1.6	5.63	0.00	0.0%	5.66
Jun	5.66	5.63	26.72	1.5	5.63	0.00	0.0%	5.66
Jul	5.66	5.63	26.81	1.5	5.63	0.00	0.0%	5.66
Ago	5.66	5.63	27.29	1.5	5.63	0.00	0.0%	5.66
Sep	5.66	5.63	26.77	1.5	5.63	0.00	0.0%	5.66
Sumas:				18.3	18.3			18.4

Variaciones en costo total			Variación acumulada modificada	¿Supera el 5%?	Valores de reajuste	Reajuste acumulado
absoluta	relativa	relativa acumulada				
US\$/kWh						
1	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%
2	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%
3	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%
4	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%
5	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%
6	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%
7	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%
8	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%
9	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%
10	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%
11	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%
12	0.00	0.00%	-0.27%	-0.27%	0	0.00%

TABLA 6.29.- Cálculos y Resultados del proceso de ajuste del VAD de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. para los meses de noviembre y diciembre de 2001 correspondientes al Cuarto Año del período.

CAPITULO 7:

7. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA COMPUTACIONAL.-

7.1 INTRODUCCIÓN.-

Cada una de las metodologías utilizadas para el cálculo del Valor Agregado de Distribución y para el Reajuste de Tarifas Eléctricas, originalmente, se encuentran desarrolladas en hojas electrónicas de archivos de tipo Excel, lo que implica tener muchos archivos vinculados entre sí para cada período de cálculo en el caso del Valor Agregado de Distribución y para cada mes en el caso del Reajuste de Tarifas Eléctricas. Además, en el caso de requerir datos específicos de una empresa dada resulta tedioso el localizar dicha información debido a que no existe una base de datos en la que se almacene, en forma ordenada y depurada.

Por lo que, uno de los objetivos principales del desarrollo de este Proyecto de Titulación es optimizar la labor de cálculo y almacenamiento de la información recopilada y resultados obtenidos. Al mismo tiempo que se provea de un interfaz amigable y de fácil manejo y comprensión.

Con este propósito se realizó el diseño y la implementación de este programa computacional, utilizando como lenguaje de programación el Visual Basic del paquete Microsoft Visual Basic Studio 6.0 y Microsoft Access 2000 para la creación de la base de datos.

7.2 ASPECTOS GENERALES DE VISUAL BASIC.-

Microsoft Visual Basic es la manera más rápida y sencilla de crear aplicaciones para Microsoft Windows. La palabra "Visual" hace referencia al método que se utiliza para crear la interfaz gráfica del usuario (GUI), lo que permite que en lugar de escribir numerosas líneas de código para describir la aparien-

cia y la ubicación de los elementos de la interfaz, simplemente, se puede agregar objetos prefabricados en su lugar dentro de la pantalla.

Para un usuario cualquiera que haya tenido algún tipo de manejo del programa de dibujo Paint, la creación del interfaz de las aplicaciones en Visual Basic resulta ser muy fácil y nada novedoso, pues, en cierta forma, ya se tiene la mayor parte de las habilidades necesarias para trabajar con este paquete computacional.

La palabra “Basic” se relaciona con el lenguaje de programación BASIC (Beginners All-Purpose Symbolic Instruction Code), un lenguaje utilizado por más programadores que ningún otro en la historia de la informática o computación.

Básicamente, en Visual Basic se desarrolla la ejecución de la aplicación mediante un modelo controlado por eventos. En las aplicaciones tradicionales o “por procedimientos”, la aplicación es la que controla que partes del código y en que secuencia se ejecutan, es decir, la ejecución comienza con la primera línea de código y continúa con una ruta predefinida a través de la aplicación, llamando a los procedimientos según se requieran; mientras que, en un aplicación controlada por eventos, el código no sigue una ruta predeterminada; ejecuta secciones de código como respuesta a los eventos. La secuencia de estos eventos determina la secuencia en la que se ejecuta el código, por lo que la ruta a través del código de la aplicación es diferente cada vez que se ejecuta el programa.

El interfaz, que es la parte visual de la aplicación con la que va a interactuar el usuario, se crea a partir de formularios y controles de desarrollo básico. Los formularios son objetos que exponen las propiedades que definen su apariencia, los métodos que definen su comportamiento y los eventos que definen la forma en que interactúan con el usuario. Mediante el establecimiento de las propiedades de los formularios y la escritura del código de Visual Basic

para responder a sus eventos se personaliza el objeto para cubrir las necesidades de la aplicación.

En tanto que, los controles son objetos que están contenidos en los objetos de los formularios. A cada tipo de control tiene su propio conjunto de propiedades, métodos y eventos, que lo hacen adecuado para una finalidad determinada. Algunos de los controles que puede usar en aplicaciones son más adecuados para escribir o mostrar texto, mientras que otros controles permiten tener acceso a otras aplicaciones y procesan los datos como si la aplicación remota formara parte del código.

Finalmente, en las empresas de hoy en día, la mayor parte de la información está almacenada en una o más bases de datos centrales. Visual Basic incluye varios controles de acceso a datos para tener acceso a las bases de datos más populares, incluidas Microsoft Access y SQL Server.

En el desarrollo de este programa computacional, para el acceso a la base de datos se hace uso del control ADO Data (de datos), que puede considerarse como una canalización entre la base de datos y los demás controles del formulario. Sus propiedades, métodos y eventos permiten explorar y manipular los datos externos desde dentro de la aplicación.

7.3 ESTRUCTURA DEL PROGRAMA COMPUTACIONAL.-

El diseño del programa computacional contempla, dentro de su estructura general, los siguientes elementos:

1. Pantalla de presentación,
2. Menú principal,
3. Pantallas para aplicaciones específicas; y,
4. Base de datos.

Cada una de las pantallas, que forman parte del programa computacional, tienen controles de selección y comando que permiten guiar al usuario, tanto en el ingreso de la información requerida, así como, en la obtención y visualización de resultados. En igual forma, a medida que el usuario se va adentrando en la ejecución del programa observará mensajes que le permitirán advertir errores en el ingreso de la información o reportes del estado de la información ingresada o no, los mismos que le darán opciones para que pueda ratificar o rectificar la dicha información.

7.4 PANTALLA DE PRESENTACIÓN.-

Esta pantalla es el punto de partida y la primera que aparece al ejecutar la aplicación, se constituye en la portada del programa. Su estructura está dada en base a los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	FrmPresentación
Controles Label	7	Label
Controles CommandButton	2	cmd_Entrar; cmd_Salir
Control image	1	Image1

La pantalla de presentación es la siguiente:



Figura 7.1.- Pantalla de Presentación.

El objetivo principal de esta pantalla es presentar datos generales respecto de lo que hace y se desarrolla en el programa, así como, el autor y la entidad auspiciante. Además en esta pantalla, se presentan dos opciones que el usuario puede elegir, la primera es "ENTRAR", que permite el ingreso

directo al menú principal del programa; y, la segunda "SALIR", que finaliza el programa.

7.5 MENÚ PRINCIPAL.-

Una vez que el usuario ha hecho uso de la botón comando "ENTRAR" en la presentación del programa, la siguiente pantalla en desplegar es el menú principal que, estructuralmente, posee los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario MDI	1	MDIPrograma.frm
Control image	1	Image1

La pantalla del Menú Principal del programa es la siguiente:

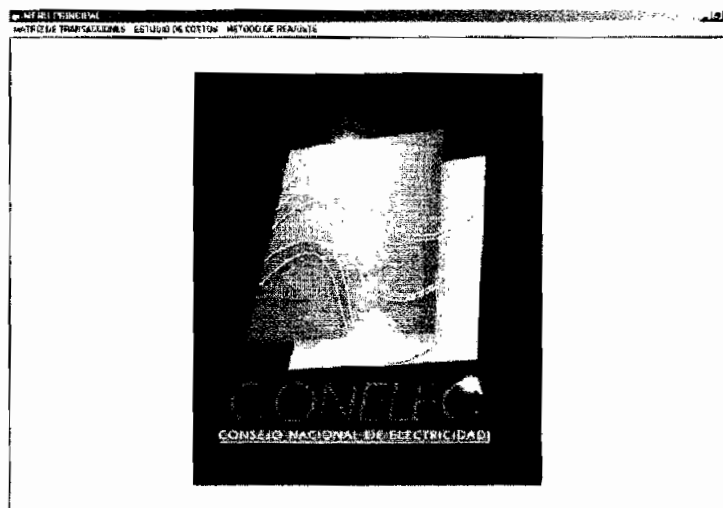


Figura 7.2.- Pantalla: Menú Principal.

Desde el punto de vista funcional, el Menú Principal del programa, está constituido por tres Submenús Principales, los mismos que muestran sus opciones haciendo un clic izquierdo en el nombre de dichos Submenús. Para una mejor visualización y manejo del programa a estos tres Submenús Principales se les ha denominado, utilizando nombres que hacen referencia a la metodología de cálculo que encierran cada uno, es así que se tiene:

1. Matriz de transacciones,
2. Estudio de costos; y,
3. Método de Reajuste.

A continuación se realiza una descripción general de los submenús principales, en primer lugar, en el momento que el usuario señala con el puntero del mouse el nombre del submenú principal Matriz de Transacciones se presentan tres opciones:

1. CARTILLA,
2. RESULTADOS; Y,
3. SALIR.

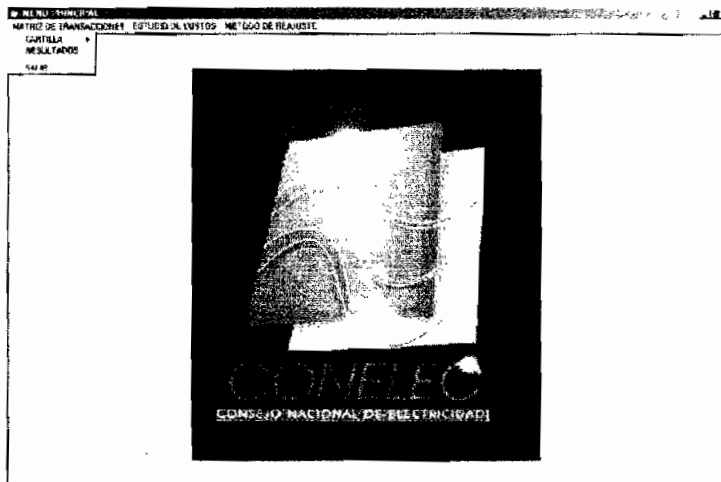


Figura 7.3.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones.

En segundo lugar, con igual procedimiento que el anterior, cuando se despliega el submenú principal ESTUDIO DE COSTOS se presentan seis opciones:

1. INFORMACIÓN ECONÓMICA,
2. FACTORES DE EXPANSIÓN,
3. COMERCIALIZACIÓN,
4. ESTUDIO DE COSTOS,
5. PRECIOS MEDIOS; y,

6. CARGOS TARIFARIOS.

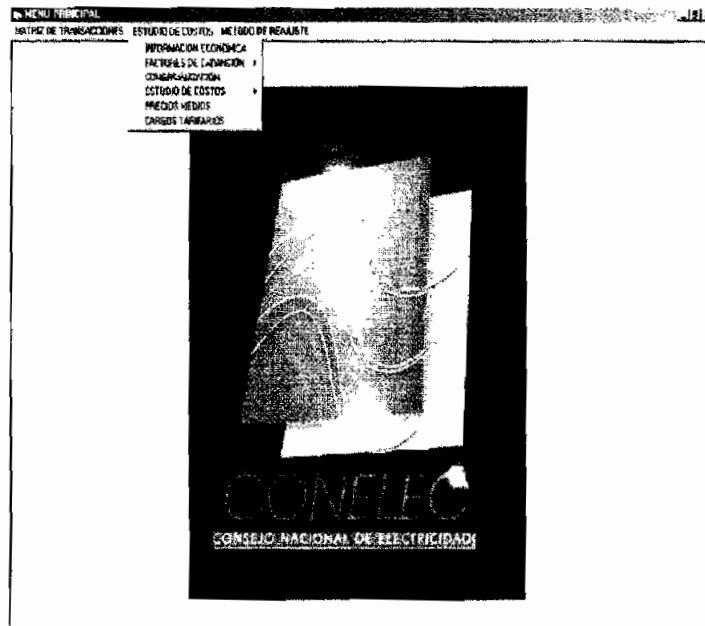


Figura 7.4.- Pantalla: Submenú Principal: Estudio de Costos

Finalmente, el tercer submenú principal METODO DE REAJUSTE presenta las siguientes opciones:

1. REAJUSTE DEL PRG,
2. REAJUSTE DE LA TARIFA DE TRANSMISIÓN; y,
3. REAJUSTE DEL VAD

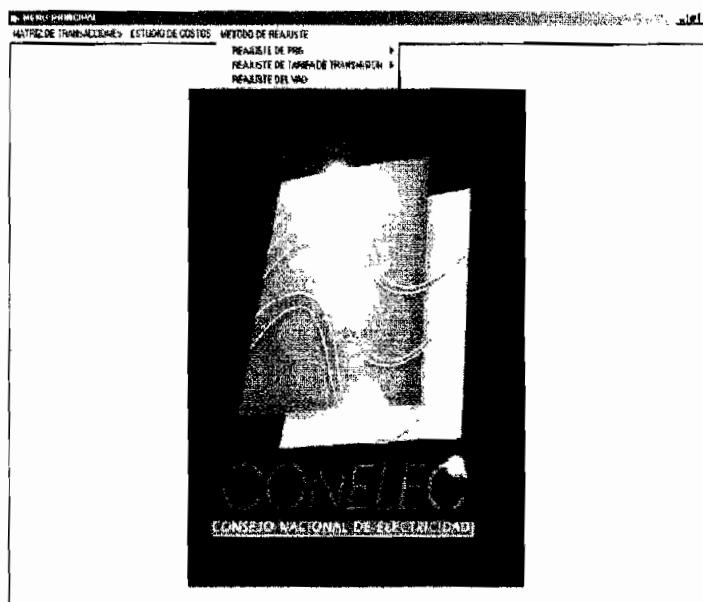


Figura 7.5.- Pantalla: Submenú Principal: Método de Reajuste.

7.5.1 SUBMENÚ PRINCIPAL: MATRIZ DE TRANSACCIONES.-

El diseño del submenú principal, MATRIZ DE TRANSACCIONES, está relacionado directamente con los procedimientos de recopilación de información y de cálculo del Valor Agregado de Distribución, Costos Medios Unitarios por Nivel de Tensión, Peajes por transporte de Potencia y Tarifas Meta, mediante la metodología sustentada en los documentos¹: “CARTILLA PARA RECOPIACIÓN DE DATOS. VAD Y TARIFAS”, elaborado en abril de 2002; y, “VAD Y TARIFAS 2001 – 2002”, elaborado en septiembre de 2002.

Los algoritmos de cálculo utilizados en esta metodología se encuentran detallados en los numerales: 4.5 al 4.5.7 del Capítulo 4.

7.5.1.1 OPCIÓN: CARTILLA.-

Una vez que el usuario ha desplegado el submenú principal MATRIZ DE TRANSACCIONES y señala con puntero del mouse la primera opción CARTILLA, se despliega un submenú secundario que contiene las siguientes opciones:

1. DATOS FISICOS,
2. DATOS ECONÓMICOS; y,
3. DATOS COMERCIALES.

La pantalla de esta forma ejecutada y que el usuario visualiza es la siguiente:

¹ Los documentos a los que se hace referencia fueron elaborados por el equipo de trabajo integrado por: Econ. Carlos Jaramillo, Econ. Norma Terán, Dr. Jorge López y Sr. Geovanny Bonifaz, durante el desarrollo del estudio para el Valor Agregado de Distribución 2002 – 2003.

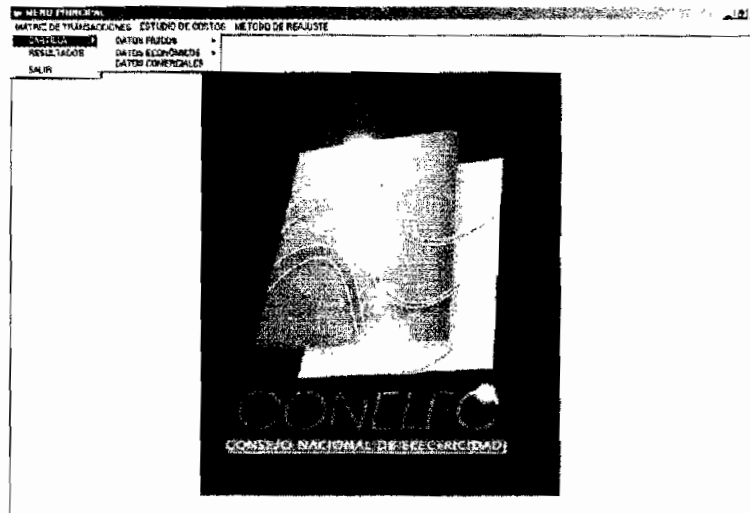


Figura 7.6.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Submenú secundario de la opción CARTILLA

7.5.1.1.1 OPCIÓN: DATOS FÍSICOS.-

Una vez que el usuario señala con puntero del mouse la primera opción DATOS FÍSICOS, se despliega un nuevo submenú secundario que contiene las siguientes opciones:

1. FUENTES; y,
2. USOS.

La presentación al usuario del menú principal es la siguiente:

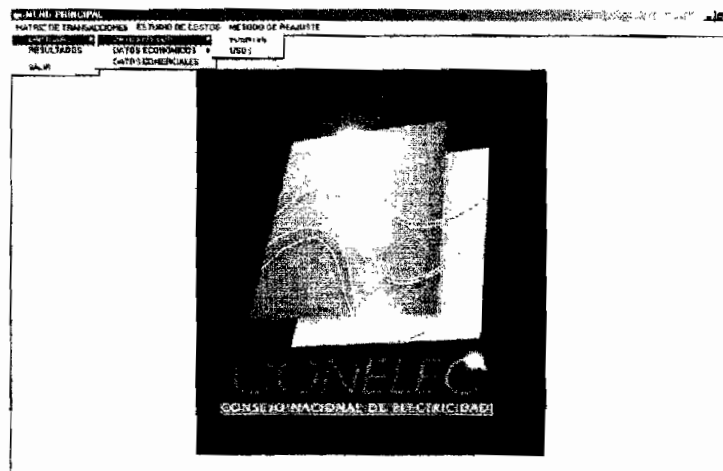


Figura 7.7.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario de la opción DATOS FÍSICOS.

7.5.1.1.1 OPCIÓN: FUENTES.-

Para tener acceso o ejecutar la primera opción, de este último submenú secundario el usuario debe hacer un click izquierdo, en el nombre FUENTES. Entonces, inmediatamente, se despliega una pantalla con la siguiente estructura:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	FrmCalculo_VAD_Datos_Fisicos_Fuentes
Controles TextBox	125	TextXX.tex
Controles Label	26	LabelXX.lbl
Control ComboBox	1	CboListaEmpresas
Controles Frame	19	FrameXX
Controles OptionButton	6	Opt_Energia ; Opt_Potencia ; etc.
Control ProgressBar	1	ProgresBar1
Controles CommandButton	2	cmd_Ingresar ; cmd_Salir

Esta pantalla permite mostrar o ingresar los valores mensuales de disponibilidad de energía y potencia de la empresa distribuidora seleccionada, tomando en cuenta el período elegido previamente. Los valores a asignarse o mostrarse corresponden a cuatro rubros:

1. Compras de energía o potencia al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM),
2. Compras de energía o potencia entre empresas (Contratos),
3. Importaciones de energía o potencia (Importaciones); y,
4. Energía y potencia recibida para entrega a grandes consumidores (Terceros).

La pantalla que se muestra al usuario es la siguiente:

The screenshot shows a software window titled 'FUENTES' with a menu bar containing 'VALOR APLICADO DE DISTRIBUCION', 'DATOS FISICOS', and 'FUENTES'. Below the title bar, there are fields for 'EMPRESA: AMBATO' and 'SELECCION: ENERGIA'. A 'PERIODO:' section shows a date range from 01/01/2002 to 31/12/2004. The main area is a table with columns: MEM kW, CONTRATOS kW, IMPORTACIONES kW, and TERCEROS kW. The table lists months from January to December. At the bottom, there are 'INGRESAR' and 'SALIR' buttons.

Figura 7.8.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS FISICOS. Opción: FUENTES.

Cuando el usuario ha seleccionado la opción ENERGÍA, únicamente, debe suministrar los datos mensuales, pues, el programa determina los totales anuales de cada rubro y la suma de los valores mensuales de MEM y CONTRATOS, mostrándolos en la columna de PROPIAS. Mientras que, cuando el usuario escoja la opción POTENCIA, se habilita los controles ComboText de los totales a fin de que sea el usuario quien asigne el valor de demanda máxima establecida para el período escogido. Sin embargo, el programa posee una subrutina, que es ejecutada antes de que los valores mensuales de potencia sean ingresados y que recopila dichos datos mensuales, establece el valor mayor y lo compara con el ingresado en el casillero de demanda máxima para el período, Dmax, si estos dos valores no son iguales se despliega un mensaje que anuncia este error y hace que la ejecución del programa se detenga hasta que se ingrese correctamente los datos.

Operativamente, cuando esta pantalla aparece por primera vez los elementos TextBox no contienen ningún tipo de información y el botón comando INGRESAR se encuentra desactivado, por esta razón es necesario que, en primer lugar, el usuario seleccione, haciendo un click izquierdo en el nombre, la empresa distribuidora del listado mostrado, al hacer esta operación, automáticamente, se habilita las opciones bajo el título "PERIODOS", se debe seleccionar una de las cuatro opciones. Este último evento permite que se habiliten las opciones que se encuentran bajo el título "SELECCIONE".

Una vez que se el usuario ha hecho la última selección, sea de POTENCIA ó ENERGÍA, el programa muestra los valores actuales que se encuentran tabulados en la base de datos para la empresa seleccionada. Entonces, es en este instante cuando el usuario puede modificar los valores existentes o ingresar nuevos valores, pues previamente se ha habilitado el comando INGRESAR.

Al ejecutar el comando botón de comando INGRESAR, haciendo un click izquierdo sobre el botón comando, el programa lee los valores contenidos en los TextBox, realiza las operaciones necesarias, guarda los nuevos valores en la base de datos correspondiente y los muestra en pantalla.

Si el usuario decide cambiar de período o de empresa distribuidora, el comando INGRESAR vuelve a deshabilitarse hasta que, nuevamente, se haga la selección de POTENCIA Y ENERGIA. Adicionalmente, cada vez que el programa entra en proceso de cálculo el mouse cambia de forma (reloj de arena) y se visualiza el avance de los cálculos en la barra de progreso hasta que se completan los cálculos, que es cuando el puntero del mouse vuelve a su forma original.

7.5.1.1.1.2 OPCIÓN: USOS.-

Para tener acceso o ejecutar la segunda opción, de este último submenú secundario el usuario debe hacer un click izquierdo, en el nombre USOS. Entonces, inmediatamente, se despliega la pantalla siguiente:

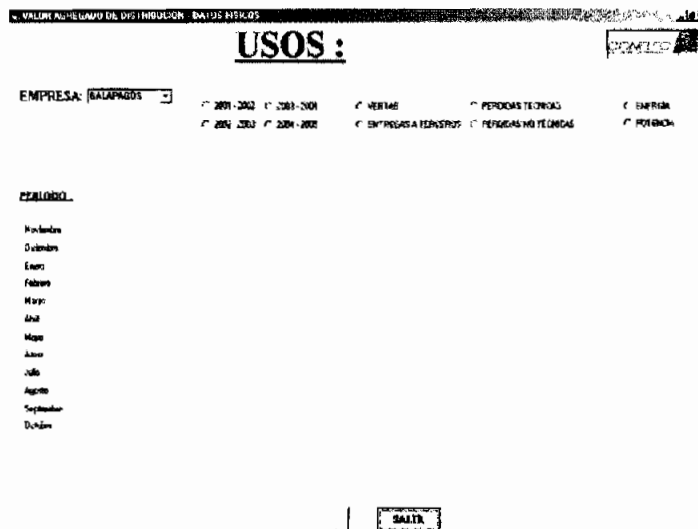


Figura 7.9.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS FISICOS. Opción: USOS.

La estructura de esta pantalla está constituida de los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	FrmCalculo_VAD_Datos_Fisicos_Usos
Controles TextBox	175	TextXX.tex
Controles Label	31	LabelXX.lbl
Control ComboBox	1	CboListaEmpresas
Controles Frame	33	FrameXX
Controles OptionButton	10	Opt_Energia ; Opt_Potencia ; etc.
Control ProgressBar	1	ProgresBar1
Controles CommandButton	2	cmd_Ingresar y cmd_salir

Esta pantalla permite mostrar o ingresar al usuario, los valores mensuales de usos de energía y potencia de la empresa distribuidora seleccionada, tomando en cuenta el período elegido previamente. Los valores a asignarse o mostrarse corresponden a cuatro rubros:

1. Ventas de energía o potencia por nivel de tensión (VENTAS),
2. Entregas de energía o potencia a grandes consumidores por punto de entrega (ENTREGAS),
3. Pérdidas técnicas de energía o potencia por etapa funcional (PÉRDIDAS TÉCNICAS); y,
4. Pérdidas no técnicas de energía y potencia (PÉRDIDAS NO TÉCNICAS).

Cuando se trata de la opción ENERGÍA, únicamente, se debe suministrar los datos mensuales, pues, el programa determina los totales anuales de cada rubro. Mientras que, cuando se trata de la opción POTENCIA se habilita los controles ComboText de los totales a fin de que sea el usuario quien asigne el valor de demanda máxima establecida para el período escogido. Sin embargo, el programa posee una subrutina que recopila los datos mensuales de potencia ingresados, establece el valor mayor y lo compara con el ingresado en los casilleros para demanda máxima del período, Dmax, si estos dos valores no son iguales se despliega un mensaje que anuncia este error y hace que la ejecución del programa se detenga hasta que se ingrese correctamente los datos.

Operativamente, esta pantalla se va diseñando a medida que el usuario va seleccionando las opciones que se van habilitando y se le

presentan (EMPRESA, PERIODO, RUBRO, POTENCIA Ó ENERGÍA). Es así que, cuando esta pantalla aparece por primera vez los elementos TextBox no aparecen y la opción INGRESAR se encuentra desactivada, por esta razón es necesario en primer lugar seleccionar haciendo un clic izquierdo en el nombre de la empresa distribuidora del listado mostrado, al hacer esta operación, automáticamente, se habilita las opciones bajo el titulo "PERIODOS", se debe seleccionar una de las cuatro opciones. Este evento permite que se habiliten las opciones los rubros a ingresar y, por último, se escoge el parámetro de potencia o energía.

De acuerdo con cada una de las combinaciones, sea para energía o potencia, que se realicen se observan las siguientes pantallas:

i. VENTAS,

The screenshot shows a software window titled 'USOS' with a menu bar at the top. Below the title bar, there are several sections:

- EMPRESA:** A dropdown menu showing 'AMBATO'.
- PERIODO:** Radio buttons for '2001-2002', '2002-2004', '2003-2002', and '2004-2006'. The '2001-2002' option is selected.
- RELACIONES:** Radio buttons for 'VENTAS', 'ENTREGAS A TERCEROS', 'PERDIDAS TÉCNICAS', and 'PERDIDAS NO TÉCNICAS'. The 'VENTAS' option is selected.
- SELECCIONAR:** Radio buttons for 'ENERGIA' and 'POTENCIA'. The 'ENERGIA' option is selected.

Below these options, the company name 'AMBATO' is displayed in a larger font. Underneath is a table with the following structure:

PERIODO:	PRIMER PERIODO	SEGUNDO PERIODO	TERCER PERIODO	CUARTO PERIODO
	1994	1995	1996	1997
2001-2002				
enero	0	0	0	0
febrero	0	0	0	0
marzo	0	0	0	0
abril	0	0	0	0
mayo	0	0	0	0
junio	0	0	0	0
julio	0	0	0	0
agosto	0	0	0	0
septiembre	0	0	0	0
octubre	0	0	0	0
TOTAL				

At the bottom of the window, there are two buttons: 'INGRESAR' and 'SALIR'.

Figura 7.10.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS FÍSICOS. Opción: USOS – VENTAS

ii. ENTREGAS A TERCEROS,

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN - DATOS FÍSICOS

USOS :

COMLEC

EMPRESA: **STAELENA** PERIODO: 2001-2002 2003-2004 2002-2003 2004-2005

SELECCIONES: VENTAS PÉRDIDAS TÉCNICAS ENTREGAS A TERCEROS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

STAELENA

PERIODO:	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
2001 - 2002													
2002 - 2003													
2003 - 2004													
2004 - 2005													

INGRESAR SALIR

Figura 7.11.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS FÍSICOS. Opción: USOS – ENTREGAS.

iii. PÉRDIDAS TÉCNICAS; y,

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN - DATOS FÍSICOS

USOS :

COMLEC

EMPRESA: **EMELEC** PERIODO: 2001-2002 2003-2004 2002-2003 2004-2005

SELECCIONES: VENTAS PÉRDIDAS TÉCNICAS ENTREGAS A TERCEROS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

EMELEC

PERIODO:	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
2001 - 2002													
2002 - 2003													
2003 - 2004													
2004 - 2005													

INGRESAR SALIR

Figura 7.12.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS FÍSICOS. Opción: USOS – PÉRDIDAS TÉCNICAS.

iv. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN - DATOS FÍSICOS

USOS :

COMLEC

EMPRESA: **LOSRIOS** PERIODO: 2001-2002 2003-2004 2002-2003 2004-2005

SELECCIONES: VENTAS PÉRDIDAS TÉCNICAS ENTREGAS A TERCEROS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

LOSRIOS

PERIODO:	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
2001 - 2002													
2002 - 2003													
2003 - 2004													
2004 - 2005													

INGRESAR SALIR

Figura 7.13.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS FÍSICOS. Opción: USOS – PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.

Para cualquiera de las cuatro pantallas, una vez que el usuario ha hecho la última selección, sea de POTENCIA ó ENERGÍA, el programa muestra los valores actuales que se encuentran tabulados en la base de datos para la empresa y periodo seleccionados. Entonces, es en este instante cuando el usuario puede modificar los valores existentes o ingresar nuevos valores, pues previamente se ha habilitado el comando INGRESAR.

Al hacer clic izquierdo en el botón de comando INGRESAR el programa lee los valores contenidos en los TextBox, realiza las operaciones necesarias, guarda los nuevos valores en la base de datos correspondiente y los muestra en pantalla los totales o los mensaje de error pertinentes.

Cuando se realiza el cambio de período ó, de empresa distribuidora ó de rubro a ingresar, el botón comando INGRESAR se deshabilita hasta que el usuario, nuevamente, haga la selección de POTENCIA Y ENERGIA. Adicionalmente, cada vez que el programa entra en proceso de cálculo el mouse cambia de forma (reloj de arena) y se visualiza el avance de los cálculos mediante incremento en la barra de progreso hasta que se completan los mismos, que es cuando el puntero del mouse vuelve a su forma original.

7.5.1.1.2 OPCIÓN: DATOS ECONÓMICOS.-

Una vez que el usuario señala con puntero del mouse la segunda opción DATOS ECONÓMICOS, se despliega un nuevo submenú secundario que contiene las siguientes opciones:

1. **ACTIVOS; y,**
2. **COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.**

La pantalla que se muestra al usuario es la siguiente:

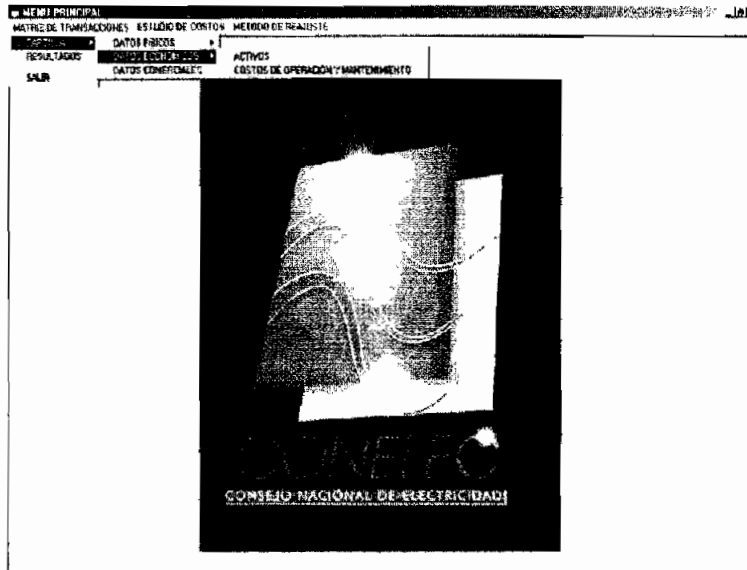


Figura 7.14.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario de la opción DATOS ECONÓMICOS.

7.5.1.1.2.1 OPCIÓN: ACTIVOS.-

Al hacer, el usuario, un clic izquierdo en la opción **ACTIVOS**, se despliega la pantalla siguiente:

Figura 7.15.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS ECONÓMICOS. Opción: **ACTIVOS**

La estructura de esta pantalla está constituida de los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	FrmCalculo_VAD_Datos_Financieros
Controles TextBox	60	TextXX.tex
Controles Label	31	LabelXX.lbl
Control ComboBox	1	CboListaEmpresas

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Controles Frame	16	FrameXX
Controles OptionButton	7	Opt_Energia ; Opt_Potencia ; etc.
Control ProgressBar	1	ProgresBar1
Controles CommandButton	4	cmdIngresar, cmdInflacion, cmd_salir y cmdRevalorizacion

Esta pantalla permite mostrar o ingresar al usuario, los valores asignados de activos en servicio en el año “n”, retiros a realizarse en el año “n+1” e inversiones planificadas al año “n+1”, en cada etapa funcional y la composición porcentual de los mismos respecto de la influencia de la inflación interna y la inflación externa, de la empresa distribuidora seleccionada. En este caso, el usuario debe ingresar los datos en forma anual y es el programa computacional el que, mediante el proceso de revalorización por índices inflacionarios, calcula el valor de activos para el período de estudio.

Operativamente, cuando esta pantalla aparece por primera vez los elementos TextBox no muestran ningún tipo de información y el botón comando INGRESAR se encuentra desactivado, por esta razón es necesario que, el usuario, en primer lugar seleccione, haciendo un click izquierdo, el nombre de la empresa distribuidora del listado mostrado, al hacer esta operación, automáticamente, se habilita las opciones bajo el título “PERIODOS”, se debe seleccionar una de las cuatro opciones. Este evento permite que se habiliten las opciones de la información a ingresar:

1. **ACTIVOS,**
2. **RETIROS; e,**
3. **INVERSIONES.**

En virtud de que, es el programa el que realiza la revalorización de activos para el período escogido, por ejemplo, si el usuario ha escogido el período 2001-2002, entonces al seleccionar la opción **ACTIVOS**, los valores asignados deben corresponder al año 2001; luego, en el mismo

período, al escoger la opción RETIROS o INVERSIONES los valores a ingresar serán los correspondientes al año 2002.

Debido a que, para el método de revalorización se requiere de los tres rubros en cada etapa funcional, en el caso de que el usuario no haya ingresado ningún valor en cualquiera de los tres rubros, se despliegan mensajes indicando esta falta de información y se detiene la ejecución del programa hasta que se disponga de la información completa. Una vez que se ha ingresado todos los datos necesarios se habilita el comando INDICES DE INFLACIÓN, el mismo que, al ser accionado por un click izquierdo, muestra la siguiente pantalla:

INDICES PARA REVALORIZACION DE ACTIVOS	
Empresa: AMBATO	
INFLACION	
INTERNACIONAL :	25000 x
NACIONAL :	10000 x
Diciembre :	2002
ETAPA FUNCIONAL	
	OTRO
Líneas Subtransmision :	0
Subestaciones :	0
Alimentadores Primaria :	0
Transformadores :	0
Redes Secundarias :	0
Alumbrado Público :	0
Instalaciones Servicio Cliente :	0
Instalaciones Generales :	0
<input type="button" value="INGRESAR"/> <input type="button" value="SALIR"/>	

Figura 7.16.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS ECONÓMICOS. Opción: ACTIVOS. Comando: INDICES DE INFLACIÓN

Esta pantalla, adicional a la aplicación, permite el ingreso de los índices inflacionarios a diciembre del año en que se efectúa el estudio.

Una vez que se han determinado los índices inflacionarios, se habilita el botón comando REVALORIZACIÓN DE ACTIVOS, el mismo que al ser ejecutado, por el usuario; inicia el proceso de revalorización que termina con la presentación de los valores de activos para el período señalado.

Adicionalmente, durante el ingreso de la composición de los activos, retiros o inversiones existe una subrutina que chequea que los valores

ingresados, por cada etapa funcional, no exceda ni sea menor que el 100%.

La pantalla resultante del proceso de revalorización es la que se presenta a continuación:

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN DATOS FINANCIEROS

ACTIVOS DE LA EMPRESA

EMPRESA: AMATO

PERIODO: P 2011-2012 C 2002-2003 C 2003-2004 C 2004-2005

INFORMACIÓN A INGRESAR: F ACTIVOS F RETROS F VERSIONES

ETAPA PERSONAL	ZONA				COMPOSICIÓN			ACTIVOS	
	DEPARTAMENTAL	M. R. B. G.	M. L. B. G.	OTROS B. G.	ACTIVO (MIL)	ACTIVO (MIL)	ACTIVO (C)	2011 - 2012	2012 - 2012
Linea Subcontratación	113200	0	0	0	0	0	0	0	0
Subcontratación	70949	0	0	0	0	0	0	0	0
Mano de obra Personal:	82210	0	0	0	0	0	0	0	0
Transportación:	10075	0	0	0	0	0	0	0	0
Sueldos y Salarios:	148079	0	0	0	0	0	0	0	0
Alquileres Públicos:	43520	0	0	0	0	0	0	0	0
Interrupción Servicio Cliente:		0	0	0	0	0	0	0	0
Accesorios:	117080	0	0	0	0	0	0	0	0
Materiales:	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Instalaciones Comodidad:	26247	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL									

Figura 7.17.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS ECONÓMICOS. Opción: ACTIVOS. Comando: REVALORIZACIÓN DE ACTIVOS.

7.5.1.1.2.2 OPCIÓN: COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.-

Al hacer, el usuario, un click izquierdo en la opción COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO, se despliega la siguiente pantalla, cuya estructura está constituida de los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	FrmCalculo_VAD_Datos_Gastos
Controles TextBox	86	TextXX.tex
Controles Label	20	LabelXX.lbl
Control ComboBox	1	CboListaEmpresas
Controles Frame	24	FrameXX
Controles OptionButton	5	OptXX.
Control ProgressBar	1	ProgresBar1
Controles CommandButton	2	cmdIngresar, cmd_Salir

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

EMPRESA:

2001
 2002
 2003
 2004
 2005

ETAPA FUNCIONAL	Meses de Cbo. a		Semestros y		TOTAL
	01	02	01	02	
Costo Superveniente	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Calificaciones	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Abstracciones Previa	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Transferencias:	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Régimen Secundario	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Atención Póliza	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Instalaciones Servido Cliente	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Asesoría	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Honorarios	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Instalaciones General	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
COMERCIALIZACIÓN	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
TOTAL	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Figura 7.18.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS ECONÓMICOS. Opción: COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

La presente pantalla permite mostrar o ingresar, al usuario, los valores asignados de costos de operación y mantenimiento de la empresa distribuidora seleccionada para las diferentes etapas funcionales. Cabe anotar que, en este nuevo diseño se incorpora el rubro de Instalaciones Generales, el mismo que no fue considerado en el estudio anterior del Valor Agregado de Distribución, VAD.

De similar forma que en la opción ACTIVOS de este submenú secundario, los datos que el usuario debe ingresar corresponden a años calendarios, entonces, es el programa computacional el que calcula el valor de costos de operación y mantenimiento para el período de estudio.

Operativamente, cuando esta pantalla aparece por primera vez los elementos TextBox no muestran ningún tipo de información y la opción INGRESAR se encuentra desactivada, por esta razón es necesario en primer lugar, que el usuario seleccione, haciendo un click izquierdo, el nombre de la empresa distribuidora del listado mostrado, al hacer esta operación, automáticamente, se habilita las opciones bajo el título "PERIODO", se debe seleccionar una de las cinco opciones.

La información a ingresar está desagregada en los siguientes rubros:

1. MANO DE OBRA,
2. MATERIALES Y SUMINISTROS; y,
3. OTROS.

La funcionalidad del programa computacional permite que a partir del año 2002 se muestre al usuario los valores de costos asignados, por etapa funcional, para el periodo de estudio. La pantalla de esta forma ejecutada que se presenta al usuario es la siguiente:

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN - DATOS FINANCIEROS

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

EMPRESA: AMBA 10

PERIODO:
 2001 2002 2003 2004 2005

2002

AMBA 10	2002			PERIODO I	
ETAPA FUNCIONAL	Mano de Obra	Materiales y Suministros	Otros Gastos	TOTAL	2001 - 2004
	USD	USD	USD	USD	USD
Lineas Subterráneas	15816	11236	15012		
Subestaciones	15324	4292	13212		
Alambres y Pólvora	7402	4707	1302		
Transportación	12643	18909	3174		
Medio Ambiente	15995	18306	3004		
Alambres Públicos	36736	34547	15413		
Industria: Servicio Cliente					
Acabados	12334	11233	12333		
Módulos	3653	3634	15610		
Industria: Servidores	105621	36116	42213		
COMERCIALIZACION	30231	31523	12111		
TOTAL					

INGRESAR | SALIR

Figura 7.19.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS ECONÓMICOS. Opción: COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. Comando: INGRESAR

Es importante anotar que en esta pantalla, también, el usuario puede observar los costos de operación y mantenimiento totales por rubro y para cada etapa funcional correspondientes al año seleccionado.

1.5.1.1.3 OPCIÓN: DATOS COMERCIALES.-

A diferencia de las dos opciones anteriores del submenú secundario de la opción CARTILLA, esta opción no contiene ningún tipo de submenú adicional, sino que al hacer, el usuario, un click izquierdo en la opción DATOS COMERCIALES, se despliega la siguiente pantalla:

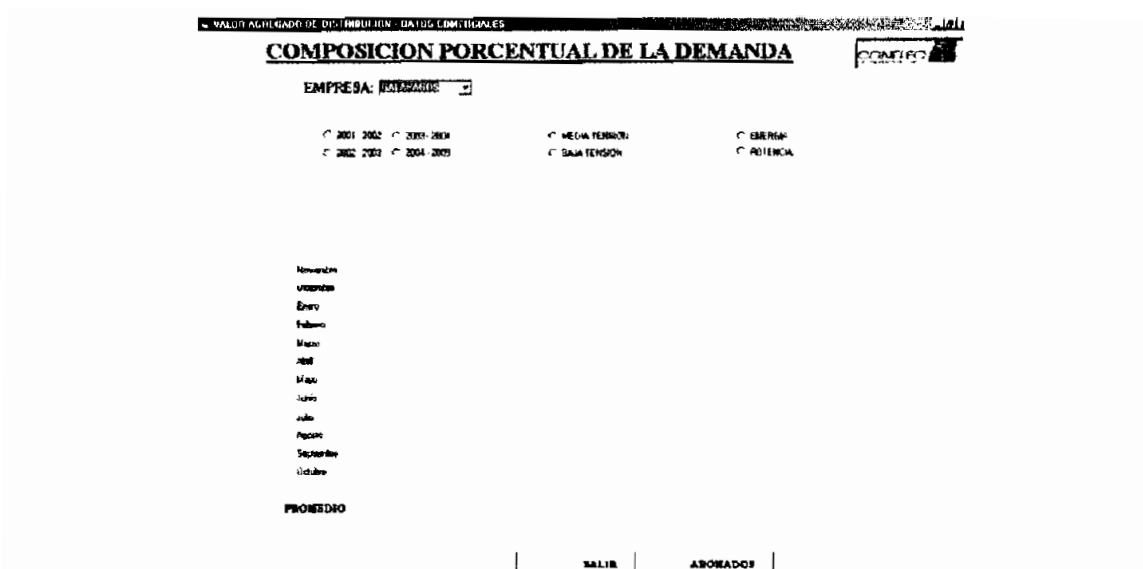


Figura 7.20.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Submenú secundario: CARTILLA. Opción: DATOS COMERCIALES.

La estructura completa de la presente pantalla está constituida de los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	FrmCalculo_VAD_Datos_Comerciales
Controles TextBox	125	TextXX.tex
Controles Label	87	LabelXX.lbl
Control ComboBox	1	CboListaEmpresas
Controles Frame	25	FrameXX
Controles OptionButton	8	Opt_Energia ; Opt_Potencia ; etc.
Control ProgressBar	1	ProgresBar1
Controles CommandButton	3	cmd_Ingresar, cmd_Salir y cmd_Abonados

El objetivo de esta pantalla es permitir al usuario mostrar o ingresar los valores mensuales de la composición porcentual de la demanda de energía y potencia de la empresa distribuidora seleccionada, tomando en cuenta el período elegido previamente. Los valores a asignarse o mostrarse corresponden a dos rubros:

1. MEDIA TENSIÓN; y,
2. BAJA TENSIÓN.

Cuando se trata de la opción Media Tensión, sea potencia o energía, la información a ingresar o mostrar será la correspondiente a tres sectores de clientes:

- I. Media Tensión con Demanda Máxima,
- II. Media Tensión con Demanda Horaria; y,
- III. Media Tensión Asistencia Social y Beneficio Público.

En tanto que, cuando se trata de la opción Baja Tensión, sea potencia o energía, la información a ingresar o mostrar será la correspondiente a cinco sectores de clientes:

- I. Baja Tensión Residencial,
- II. Baja Tensión Residencial Temporal,
- III. Baja Tensión General sin Demanda,
- IV. Baja Tensión General con Demanda; y,
- V. Baja Tensión Asistencia Social y Beneficio Público.

En cuanto a su modo de operación, esta pantalla es similar a la pantalla presentada al usuario en la opción USOS, pues, se va diseñando a medida que el usuario va seleccionando las opciones que se le presentan, tales como: EMPRESA, PERIODO, NIVEL DE TENSIÓN, POTENCIA Y ENERGIA. Es así que, cuando esta pantalla es presentada por primera vez, al usuario, los elementos TextBox no aparecen y la opción INGRESAR se encuentra desactivada. Por esta razón es necesario en primer lugar, el usuario seleccione, haciendo un clic izquierdo, el nombre de la empresa distribuidora del listado mostrado, al hacer esta operación, en forma automática, se habilita las opciones bajo el título "PERIODOS", se debe seleccionar una de las cuatro opciones. Este evento permite que se habiliten las opciones los niveles de tensión y, por último, se escoge el parámetro de potencia o energía.

De acuerdo con cada una de las posibilidades de selección dadas al usuario, sea para energía o potencia, se podrá observar una de las siguientes pantallas:

1. Media tensión; y,

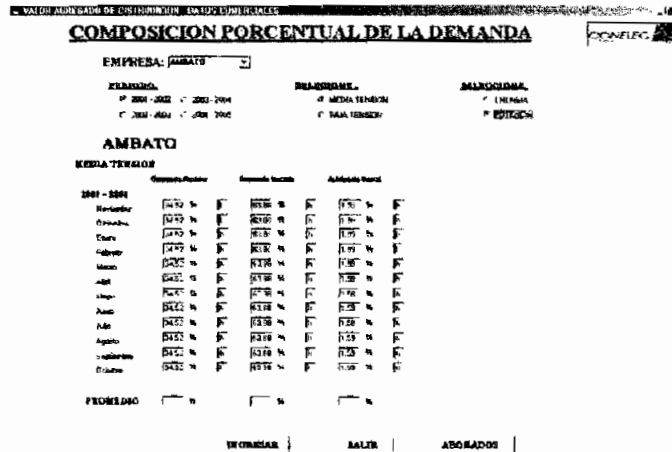


Figura 7.21.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Submenú secundario: CARTILLA. Opción: DATOS COMERCIALES – MEDIA TENSION.

2. Baja tensión.

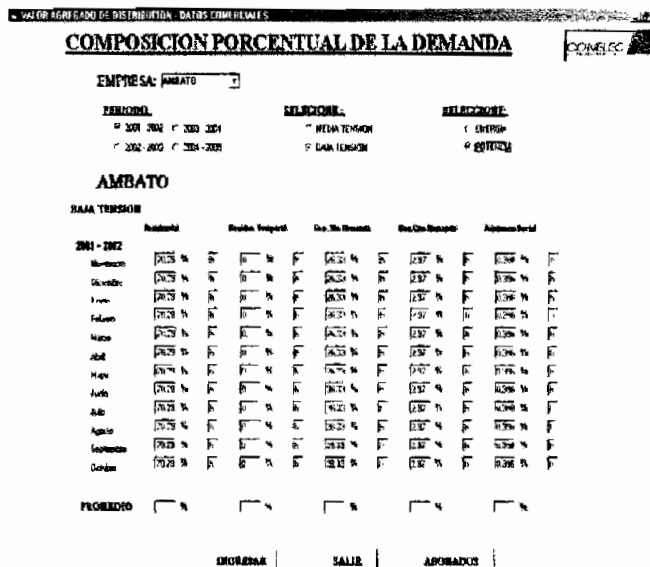


Figura 7.22.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Submenú secundario: CARTILLA. Opción: DATOS COMERCIALES – BAJA TENSION.

Adicionalmente, en esta pantalla o aplicación el usuario dispone del botón comando ABONADOS, el mismo que está habilitado en cualquier instante que al ser ejecutado presenta la siguiente pantalla:

Figura 7.23.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Submenú secundario: CARTILLA.
Opción: DATOS COMERCIALES. Comando: ABONADOS.

Esta aplicación adicional permite mostrar e ingresar, al usuario, el número de abonados de acuerdo con la empresa distribuidora y período que se seleccione.

7.5.1.2 OPCIÓN: RESULTADOS.-

La segunda opción, mostrada al usuario, una vez que ha desplegado el submenú principal MATRIZ DE TRANSACCIONES, está identificada con el nombre RESULTADOS. Entonces, una vez que el usuario ha realizado el ingreso de los datos solicitados en cada una de las pantallas agrupadas en la opción CARTILLA, es necesario que ejecute la opción RESULTADOS, para acceder a la pantalla siguiente, cuya estructura está constituida de los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	FrmCalculo_VAD_Resultados
Controles TextBox	43	TextXX.tex
Controles Label	35	LabelXX.lbl
Control ComboBox	1	CboListaEmpresas
Controles Frame	25	FrameXX
Controles OptionButton	4	Opt_PeriodUnos ; Opt_PeriodoDos ; etc.
Control ProgressBar	1	ProgresBar1
Controles CommandButton	7	cmd_Calcular, cmd_Salir, cmd_Perdidas

El modo de funcionamiento de esta aplicación se resume de la siguiente manera: inicialmente, la pantalla de la opción RESULTADOS no presenta ningún tipo de información al usuario, por lo que es necesario, en primer lugar, seleccionar la empresa y luego el período. Es muy importante recordar que el nombre de cada opción perteneciente al PERÍODO, está relacionado con el período de aplicación de dichos resultados y no con el período que sirve de estudio, por ejemplo, para el Estudio del Valor Agregado de Distribución del 2001 – 2002 los resultados que corresponden serán los del período 2002 – 2003.

Una vez que el usuario ha realizado este procedimiento, la aplicación habilita el botón comando CALCULAR, el mismo que al ser ejecutado permite que el programa desarrolle los cálculos correspondientes y finalice con la presentación de los resultados. Durante el proceso de cálculo el puntero de mouse cambia de su forma de flecha a un reloj de arena, además de que se observa el avance de los cálculos a través del incremento de la barra de progreso.

Mientras el programa computacional desarrolla los cálculos va detectando errores o falta de información que de acuerdo a la cartilla puede o no ser asignada, esto lo hace a través de mensajes que tienen dos opciones a ser escogidas por el usuario. La primera es “Aceptar”, la misma que indica que para la empresa seleccionada no es necesario asignar la información requerida, por ejemplo, la empresa Eléctrica Ambato solo tiene entregas a terceros en subestaciones y no en los otros punto de entrega, entonces el programa reportará un mensaje en el cual describirá que no se ha asignado entregas en alimentadores primarios para dicha empresa a lo que el usuario, en este caso, deberá responder haciendo in clic izquierdo en la opción Aceptar.

La segunda opción en estos mensajes es “Cancelar”, la misma que detiene la ejecución del programa, bloqueando todos los comandos de la pantalla excepto el botón de comando SALIR, pues el programa asume que

el usuario está en desacuerdo con este reporte de información, por lo que procederá a buscar el parámetro faltante de información para corregirlo. Además, esta acción permite que se cambie de empresa o el período seleccionado, ó se abandone esta pantalla para proceder al ingreso de los datos faltantes en las pantallas pertinentes. El mensaje en pantalla se presenta de la siguiente forma:

Figura 7.25.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Opción: RESULTADOS – Reporte de la información ingresada.

Al finalizar la ejecución de los cálculos pertinentes el programa presenta al usuario los resultados en cada uno de los casilleros de la pantalla y habilita los botones de comando: PÉRDIDAS, FLUJO FÍSICO, COSTOS MEDIOS y TARIFAS.

Figura 7.26.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Opción: RESULTADOS – Presentación de los Resultados.

El usuario tiene la facilidad de ejecutar cualquiera de estos botones comandos habilitados, indistintamente, pues, al ejecutarlos se presentan diferentes pantallas que muestran resultados propios de cada empresa en forma más detallada. Es así que, si el usuario realiza un click izquierdo en el botón de comando PÉRDIDAS se despliega una aplicación cuya pantalla está constituida por los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	FrmCalculo_VAD_Resultados_Perdidas
Controles Label	131	LabelXX.lbl
Controles Frame	28	FrameXX
Control ProgressBar	1	ProgressBar1
Controles CommandButton	2	cmd_Mostrar, cmd_Salir

En esta pantalla se muestra todos los datos correspondientes a la información física de potencia y energía, tales como:

- ✓ Fuentes: Compras MEM, Contratos, Importaciones y Terceros,
- ✓ Ventas,
- ✓ Entregas,
- ✓ Pérdidas Técnicas,
- ✓ Pérdidas no Técnicas; y,
- ✓ Pérdidas totales.

La pantalla que el usuario puede visualizar con estos resultados se presenta a continuación, notándose que, en lo que se refiere a los datos de pérdidas, éstos se encuentran representados por porcentajes respecto de la disponibilidad total de la empresa seleccionada.

Empresa:	AMBATO		
	MIL. KVAH	%	MIL. KVAH
Disponibilidad Total	388 000 000	100	388 000 000
Compras MEM	361 748 000	93	361 748 000
Compras Comunes	0	0	0
Importaciones	0	0	0
Contratos Terceros	17 252 000	4	17 252 000
Ventas	207 728 000	53	207 728 000
* Venta Terceros	0	0	0
* Venta Terceros	80 000 000	21	80 000 000
* Venta Terceros	1 000 000 000	258	1 000 000 000
* Venta Terceros	-7 000 000 000	-18	-7 000 000 000
Fuentes	17 252 000	4	17 252 000
* Venta	0	0	0
* Subestaciones	17 252 000	4	17 252 000
* Pérdidas	0	0	0
* Fuente Terceros	0	0	0
Pérdidas Técnicas	10 000 000	2.6	10 000 000
* Venta	0	0	0
* Subestaciones	10 000 000	2.6	10 000 000
* Pérdidas	0	0	0
* Fuente Terceros	0	0	0
Pérdidas no Técnicas	10 000 000	2.6	10 000 000
* Venta	0	0	0
* Subestaciones	10 000 000	2.6	10 000 000
* Pérdidas	0	0	0
* Fuente Terceros	0	0	0
Pérdidas Totales	20 000 000	5.2	20 000 000
* Venta	0	0	0
* Subestaciones	20 000 000	5.2	20 000 000
* Pérdidas	0	0	0
* Fuente Terceros	0	0	0

Figura 7.27.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Opción: RESULTADOS. Comando: PÉRDIDAS.

El siguiente botón comando que el usuario puede ejecutar es FLUJO FISICO, el mismo que permite al programa mostrar la siguiente pantalla:

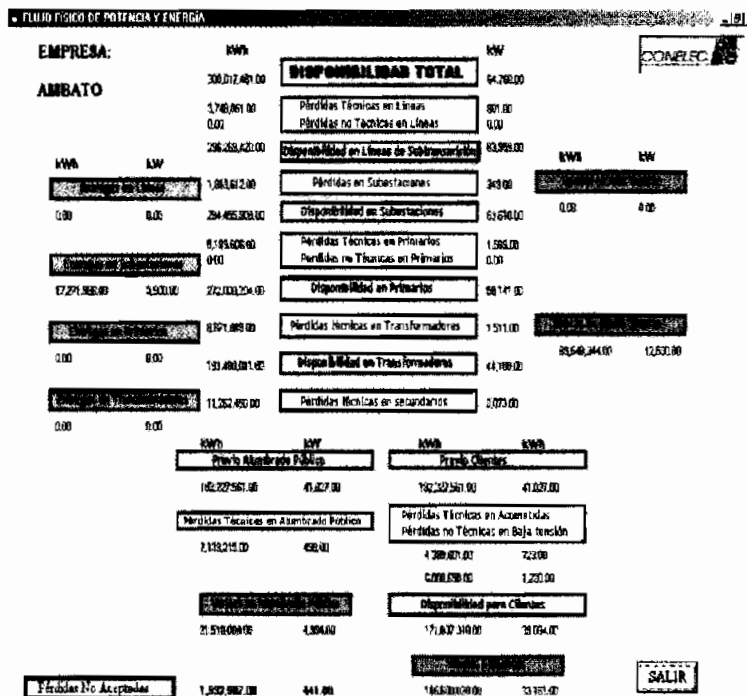


Figura 7.28.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Opción: RESULTADOS. Comando: FLUJO FISICO.

La estructura de esta pantalla está constituida de los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	FrmCalculo_VAD_Resultados_Flujo_Fisico
Controles Label	66	LabelXX.lbl
Control Image	25	
Controles CommandButton	1	cmd_Salir
Controles Timmer	14	Timmer XX

Esta pantalla tiene, más bien, como objetivo mostrar al usuario, en forma gráfica, el flujo físico de potencia y energía a través de las diferentes etapas funcionales de la empresa distribuidora, para lo cual se presentan , progresivamente, los valores de disponibilidades a medida que se van disminuyendo los valores de pérdidas, ventas y entregas.

El diseño y ejecución de esta pantalla es diferente al resto de pantallas del programa computacional, pues, el momento que se ejecuta la orden con el botón FLUJO FÍSICO, se inicia la presentación, temporizada,

de los valores y figuras en forma ordenada de acuerdo las etapas funcionales. La ejecución de la presentación termina cuando se habilita el botón de comando SALIR.

El siguiente botón comando que el usuario puede ejecutar es **COSTOS MEDIOS**, el mismo que permite al programa mostrar la siguiente pantalla:

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN - COSTOS MEDIOS Y COMERCIALIZACIÓN

COSTOS MEDIOS POR NIVEL DE TENSIÓN :

Nivel de Tensión	VENTAS		COSTOS MEDIOS		INGRESOS	
	kWh	kW año	US\$/kWh	US\$/kW año	US\$	US\$
* Alta Tensión	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
* Media Tensión	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
* Baja Tensión	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
* Cliente	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
* Abonado Público	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
SUBTOTAL	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

PEAJES

Punto de Entrega	kW año	US\$/kW año	US\$	US\$
* Línea Subtransmisión	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	Ingreso Total (Sin Comercialización)
* Subestaciones	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	Costos de Comercialización
* Pararrayos	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	Total Ingresos
* Transformadores	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
* Secundarias	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	Ingresos Total (Balance)
SUBTOTAL	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

REDISTRIBUCIÓN DE COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN

	EMPRESA	COMERC
Carga de Comercialización por Abonado	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Total de Abonados	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Costos de Comercialización	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Diferencial por Abonado	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Diferencial Total	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Ingreso Total Efectivo	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Mostrar Resultados

SALIR

Figura 7.29.- Pantalla: Submenú Principal: Matriz de Transacciones. Opción: RESULTADOS. Comando: **COSTOS MEDIOS**.

La estructura de esta pantalla está constituida de los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	FrmCalculo_VAD_Resultados_Costos_Medios
Controles TextBox	57	TextXX.tex
Controles Label	35	LabelXX.lbl
Controles Frame	35	FrameXX
Controles CommandButton	2	cmd_Mostrar, cmd_Salir

Al desplegarse esta pantalla el usuario tiene la posibilidad de observar los resultados correspondientes a:

- ✓ Ventas de energía y potencia por nivel de tensión,
- ✓ Costos medios unitarios por nivel de tensión,
- ✓ Ingresos por ventas de potencia y energía en cada nivel de tensión,
- ✓ Entregas de potencia por punto de entrega,
- ✓ Peajes por transporte de potencia,
- ✓ Ingresos por peajes,
- ✓ Costos unitarios de comercialización,
- ✓ Costos totales de comercialización; y,
- ✓ Ingresos totales.

Inicialmente, la pantalla de resultados no presenta ningún tipo de información, por lo que es necesario que el usuario ejecute el botón comando MOSTRAR RESULTADOS para poder visualizar la información descrita de la empresa seleccionada.

Finalmente, el usuario puede ejecutar el botón comando TARIFAS, el mismo que permite observar en pantalla el cálculo de tarifas meta para los sectores de clientes descritos en el numeral 7.5.1.1.3 de este capítulo. Especificándose, claramente que estos valores de ninguna forma corresponden a los valores que se aplican o que se presentan en la opción CARGOS TARIFARIOS del submenú principal ESTUDIO DE COSTOS.

Los resultados especificados corresponden a los siguientes:

- ✓ Tarifas Binomias; y,
- ✓ Tarifas Monomias.

TARIFAS PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS SUJETAS A REGULACIÓN DE PRECIOS” elaborado en octubre de 2002.

7.5.2.1 OPCIÓN: INFORMACIÓN ECONÓMICA.-

Una vez que el usuario ha desplegado el submenú principal ESTUDIO DE COSTOS y señala con puntero del mouse la primera opción INFORMACIÓN ECONÓMICA, se despliega la siguiente pantalla:

Figura 7.31.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: INFORMACIÓN ECONÓMICA. Pantalla inicial.

La estructura de esta pantalla está constituida de los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Información_Economica
Controles TextBox	30	TextXX.tex
Controles Label	87	LabelXX.lbl
Control ComboBox	2	cboListaEmpresas; cbo_Lista_Años
Controles Frame	27	frameXX
Controles OptionButton	2	opt_Activos ; opt_Gastos
Controles CommandButton	3	cmd_Ingresar, cmd_Salir y cmd_Costo_Total

Esta pantalla permite mostrar o ingresar, al usuario, los valores asignados, por etapa funcional, de activos revalorizados en servicio y costos de operación y mantenimiento para el período y empresa seleccionados.

El modo de funcionamiento de esta aplicación se describe de la siguiente manera, en la pantalla de inicio no se registra ningún tipo de

información, por lo cual es necesario que el usuario utilice las opciones de selección presentadas. Así, en primer lugar debe seleccionar el período, luego, la empresa distribuidora y por último el rubro, en igual forma que las pantallas anteriores, cada opción se habilita en forma secuencial.

El diseño original de esta pantalla varía en función de las opciones que se seleccionen así pues, en el caso de que el usuario seleccione la opción de **ACTIVOS** los elementos de la pantalla se modificarán de tal forma que algunos desaparecen y se muestre la información existente en la base de datos para los rubros siguientes:

- ✓ Activos en servicio,
- ✓ Anualidades; y,
- ✓ Anualidades redistribuidas.

La pantalla que se muestra al usuario es la siguiente:

VALOR AGREGADO EN DISTRIBUCIÓN INFORMACIÓN ECONÓMICA

PERIODO: 2001-2002 EMPRESA DISTRIBUIDORA: CENTROSUR

ACTIVOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

CENTROSUR 2001-2002

	ACTIVOS US\$	ANUALIDADES US\$	REDISTRIBUIDAS US\$
LINEAS	1735728		
SUBESTACIONES	1447200		
PIRAMA	270000		
THAMES	200000		
SEGUNDA	1130000		
ALBERADO PUBLICO	200000		
ACCIDENTES Y VANDALISMO	100000		
INSTALACIONES GENERALES	100000		
TOTAL			

COSTO TOTAL

PROCESAR

SALIR

Figura 7.32.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: INFORMACIÓN ECONÓMICA. Selección: **ACTIVOS**.

Además, el último evento, habilita el botón comando **INGRESAR** y se tiene acceso a los controles **TextBox** del rubro de **ACTIVOS**, lo que indica que el usuario puede modificar estos valores, no así los de anualidades y anualidades redistribuidas, pues, estos valores son resultados. Las modificaciones hechas o nuevos valores se ingresan a la

base de datos a través de la opción INGRESAR, al mismo tiempo, al ejecutar este comando se realizan nuevamente los cálculos correspondientes y se muestran los resultados en pantalla, inmediatamente.

Cuando, en la misma pantalla, el usuario selecciona la opción de **COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**, los elementos de la pantalla se modificarán de la siguiente manera:

Figura 7.33.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: INFORMACIÓN ECONÓMICA. Selección: COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

Como el usuario puede observar, al escoger esta opción ciertos elementos de la pantalla aparecen, en tanto que otros desaparecen, pues no son requeridos para mostrar la información existente en la base de datos de los rubros siguientes:

- ✓ Costos O y M (Costos de operación y mantenimiento),
- ✓ Re-Costos O y M (Costos de operación y mantenimiento redistribuidos); y,
- ✓ Abonados - Período.

En este momento, se habilita el botón comando INGRESAR y el usuario tiene acceso a los controles TextBox del rubro Costos O y M y ABONADOS – PERÍODO, lo que indica que el usuario puede modificar estos valores, no así los valores pertenecientes al rubro de Re-Costos O y M, pues, estos valores son resultados.

De la misma manera que en el caso anterior, el usuario ingresa las modificaciones hechas o nuevos valores a la base de datos ejecutando el botón comando INGRESAR, al mismo tiempo, este comando permite que se realicen nuevamente los cálculos correspondientes y se muestran los nuevos resultados en pantalla inmediatamente.

Adicionalmente, en esta pantalla, a estas dos opciones para visualizar tanto datos como resultados, se tiene el botón comando COSTO TOTAL, que se encuentra habilitado en cualquier instante, excepto cuando recién es cargada la aplicación o cuando se selecciona otra empresa u otro período.

El ejecutar el comando COSTO TOTAL permite al usuario, únicamente, visualizar el costo total del servicio por etapa funcional dado por los siguientes rubros:

- ✓ Anualidades redistribuidas; y,
- ✓ Costos de operación y mantenimiento redistribuidos.

Para mostrar esta información, los elementos de la pantalla se modifican de tal manera que la pantalla que se presenta al usuario es la siguiente:

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN INFORMACIÓN ECONÓMICA			
PERÍODO:	2001-2002	EMPRESA DISTRIBUIDORA:	CENTROSUR
<input type="checkbox"/> ACCIÓN <input checked="" type="checkbox"/> COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO			
CENTROSUR			
	2001-2002		
	ANUALIDADES	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	COSTO TOTAL
	US\$	US\$	US\$
DISTRIBUCIÓN			
LINEAS			
INSTALACIONES			
COMERCIALIZACIÓN			
PRIMARIA			
SECUNDARIA			
AL SERVIDOR PARA (S)			
COMETIDAS Y METALURGICAS			
INSTALACIONES GENERALES			
TOTAL			

COSTO TOTAL

SALIR

Figura 7.34.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: INFORMACIÓN ECONÓMICA. Comando: COSTO TOTAL.

Finalmente, cabe anotar que, el momento en que el usuario ejecuta el comando COSTO TOTAL y se muestran los resultados correspondientes, inmediatamente, se deshabilita el comando INGRESAR y las opciones de Activos y Costos de operación y mantenimiento se asignan un valor lógico 0.

7.5.2.2 OPCIÓN: FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS.-

La segunda opción que se presenta, una vez que el usuario ha desplegado el submenú principal ESTUDIO DE COSTOS, está identificada con el nombre FACTORES DE EXPANSIÓN, la misma que al ser señalada con el puntero del mouse despliega un submenú secundario que presenta las siguientes opciones:

1. POR EMPRESA; y,
2. TODAS LAS EMPRESAS.

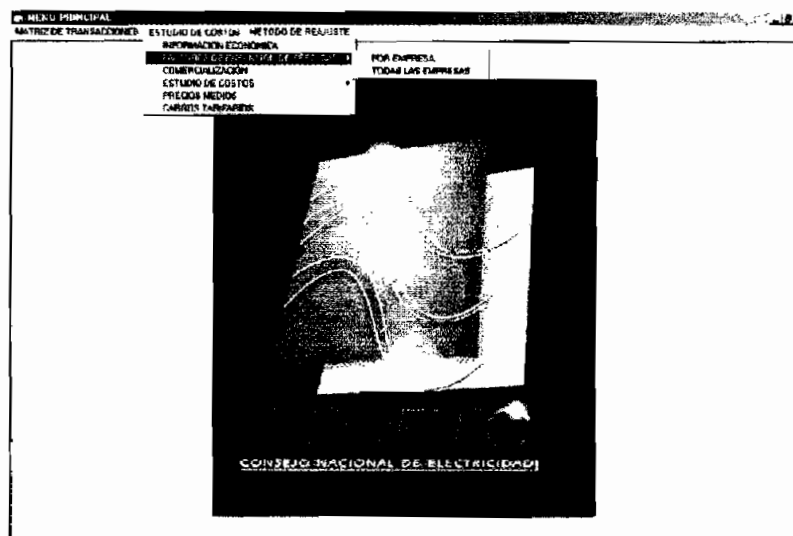


Figura 7.36.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú secundario de la Opción: FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS.

La denominación hecha a estas opciones hace referencia a la forma en que el usuario puede visualizar la información existente en la base de datos o que va a ingresar.

1.5.2.2.1 OPCIÓN: POR EMPRESA.-

Si el usuario selecciona la opción POR EMPRESAS del menú secundario de la opción FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS se ejecuta un aplicación, cuya pantalla contiene los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Información_Fisica
Controles TextBox	23	TextXX.tex
Controles Label	88	LabelXX.lbl
Control ComboBox	2	cboListaEmpresas; cbo_Lista_Años
Controles Frame	86	frameXX
Controles OptionButton	2	opt_Potencia ; opt_Energia
Controles CommandButton	2	cmd_Ingresar, cmd_Salir y cmd_Costo_Total

La pantalla inicial, que se muestra la usuario es la siguiente:

The screenshot shows a software interface with the following elements:

- Header: VALOR ASIGNADO DE DISTRIBUCIÓN INFORMACIÓN FÍSICA
- PERIODO: [dropdown menu]
- EMPRESA DISTRIBUIDORA: [text box]
- Buttons: [OK], [CANCELAR]
- Left Column:
 - DISPONIBILIDAD TOTAL [input]
 - ENTREGAS PERDIDAS TÉCNICAS [input]
 - PERDIDAS NO TÉCNICAS [input]
 - DISPONIBILIDAD [input]
 - VENTAS DE EQUIPOS CONSUMIDORES [input]
 - DISPONIBILIDAD [input]
 - ENTREGAS PERDIDAS TÉCNICAS [input]
 - PERDIDAS NO TÉCNICAS [input]
 - DISPONIBILIDAD [input]
 - VENTAS DE EQUIPOS CONSUMIDORES [input]
 - DISPONIBILIDAD [input]
 - VENTAS DE EQUIPOS CONSUMIDORES [input]
 - DISPONIBILIDAD [input]
- Right Column:
 - TRANSFORMADORES PERDIDAS TÉCNICAS [input]
 - DISPONIBILIDAD [input]
 - ACERCIAMIENTO PERDIDAS TÉCNICAS [input]
 - ACERCIAMIENTO PERDIDAS TÉCNICAS [input]
 - PERDIDAS NO TÉCNICAS [input]
 - DISPONIBILIDAD (TI) - (PI) [input]
 - ALUMBRADO COMERCIAL PERDIDAS TÉCNICAS [input]
 - PERDIDAS NO TÉCNICAS [input]
 - DISPONIBILIDAD [input]
 - VENTAS AP [input]
 - VENTAS IT [input]
 - TOTAL PERDIDAS TÉCNICAS [input]
 - PERDIDAS NO TÉCNICAS [input]
 - PERDIDAS TOTALES [input]
 - DISPONIBILIDAD PROPIA [input]
- Buttons: [OK], [CANCELAR], [SALIR]

Figura 7.36.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú secundario: FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS. Opción: POR EMPRESA.

Esta pantalla permite mostrar o ingresar, al usuario, los valores asignados, por etapa funcional, de disponibilidad total, ventas, entregas, factores de expansión de pérdidas y porcentajes de pérdidas, tanto para energía como para potencia, por empresa distribuidora.

Inicialmente, esta pantalla no presenta ningún tipo de información por lo que es necesario, previamente, el usuario seleccione el período, la empresa y, por último, el parámetro a mostrar o ingresar. Una vez hecha

esta selección en los cuadros respectivos aparecerá la información existente en la base de datos para cada rubro especificado. A continuación se habilitan los controles TextBox en los que se puede modificar la información mostrada o ingresar nueva.

En el momento que se registra una modificación en la información el usuario debe ejecutar el comando INGRESAR para que se realicen todos los cálculos correspondientes y se muestren los resultados en pantalla, sin antes haber sido almacenados en la base de datos. Adicionalmente, dentro de las instrucciones contenidas en el comando INGRESAR de esta pantalla se han incluido subrutina que totalizan todos los parámetros del período seleccionado, en la base de datos.

Si el usuario ha seleccionado la opción ENERGÍA, la pantalla que se muestra es la siguiente:

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN - INFORMACIÓN TÉCNICA			
PERIODO:	2007-2002	<input type="checkbox"/> ENERGÍA	<input type="checkbox"/> POTENCIA
EMPRESA DISTRIBUIDORA:	ENTRE		
	ENERGÍA	%	P.P.P.
DISPONIBILIDAD TOTAL	795.295625	100	1.000
LÍNEAS	8768767	1.00	
PÉRDIDAS TÉCNICAS	172745	2.18	
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS			
DISPONIBILIDAD	758.470.619	95.3	1.0156
VENTAS AT	0	0	
GRANDES CONSUMIDORES	0	0	
DISPONIBILIDAD	258.470.619	32.1	
TRANSFORMACIONES	2700036	0.34	
PÉRDIDAS TÉCNICAS			
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS			
DISPONIBILIDAD	255.768.583	32.1	1.0051
GRANDES CONSUMIDORES	0	0	
DISPONIBILIDAD	190.708.080	24.1	
FORMACIONES	2400000	3.02	
PÉRDIDAS TÉCNICAS	1855251	2.33	
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS			
DISPONIBILIDAD	285.488.226	35.9	1.0350
VENTAS AT	0	0	
GRANDES CONSUMIDORES	0	0	
DISPONIBILIDAD	188.824.827	23.7	
	ENERGÍA	%	P.P.P.
TRANSFORMACIONES	7903217	2.50	
PÉRDIDAS TÉCNICAS			
DISPONIBILIDAD	188.786.810	23.7	1.0414
SECUNDARIOS	2205363	2.76	
PÉRDIDAS TÉCNICAS (S)			
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	2475946	3.02	
ACUMULADAS	2804796	3.53	
PÉRDIDAS TÉCNICAS			
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	2804796	3.53	
DISPONIBILIDAD (S) - (N)	176.890.376	22.2	1.0007
ALUMBRADO PÚBLICO			
PÉRDIDAS TÉCNICAS (S)			
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS (N)	1307751	1.65	
DISPONIBILIDAD	184.507.625	23.3	1.0226
VENTAS AP	2904000	3.65	
VENTAS BT			
DISPONIBILIDAD	184.507.625	23.3	1.0226
VENTAS AP	2904000	3.65	
VENTAS BT			
TOTAL			
PÉRDIDAS TÉCNICAS			
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS			
PÉRDIDAS TOTALES			
DISPONIBILIDAD PROPIA			

Figura 7.37.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS. Opción: POR EMPRESA – Resultados.

Como se puede observar en la pantalla, el programa establece los valores de factores de expansión de pérdidas, las disponibilidades en cada etapa funcional y los porcentajes que cada rubro representa respecto de la disponibilidad total. Las mismas condiciones están dadas para cuando el usuario escoge la opción de POTENCIA.

1.5.2.2.2 OPCIÓN: TODAS LAS EMPRESAS.-

Por otro lado, Si el usuario selecciona la opción TODAS LAS EMPRESAS del menú secundario de la opción FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS se ejecuta un aplicación, cuya pantalla contiene los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Información_Resultados
Controles Label	5	LabelXX.lbl
Control ComboBox	2	cboListaEmpresas; cbo_Lista_Años
Controles Frame	3	frameXX
comp. MSFlexGrid	1	gridEmpresa
Controles CommandButton	1	cmd_Salir

En tanto que la pantalla inicial, presentad al usuario es la siguiente:

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

INFORMACIÓN FÍSICA - EMPRESAS DISTRIBUIDORAS FORMAS

PERIODO: [SELECCIONAR]

MOSTRAR: [MENSUAL PERIODO]

SUBTRANSMISIÓN DISTRIBUCIÓN

SALIR

Figura 7.38.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS.

Esta pantalla es utilizada estrictamente para la presentación de información almacenada en la base de datos y resultados de los cálculos del flujo físico a nivel de todas la empresas distribuidoras. Por esta razón, el diseño original de la pantalla varía de acuerdo con el concepto que se desee visualizar. Los resultados que el usuario puede obtener son los siguientes:

I. Demandas de potencia (disponibilidades),

VALOR ACUMULADO DE DISTRIBUCIÓN

INFORMACIÓN FÍSICA - EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

PERIODO: 1991-2002

MOSTRAR: DEMANDAS DE POTENCIA

DEMANDAS DE POTENCIA (KW)

EMPRESA	RESPONSABLE	SUBTRANSMISIÓN			DISTRIBUCIÓN		
		LINEAS	SUBESTACIONES	PERDIDAS	TIPOS	SECUNDARIOS	ALUMBRADO
AMATYS	51.769.00	65.000.00	63.610.00	66.111.00	44.100.00	32.000.00	4.000.00
ANDRES	22.290.00	21.397.00	2.594.00	7.417.00	6.300.00	2.000.00	800.00
ANTIOQUIA	11.200.00	11.000.00	13.000.00	11.000.00	9.000.00	7.000.00	800.00
CENTROSUR	111.614.00	108.300.00	86.042.00	86.000.00	63.000.00	42.000.00	7.400.00
CITROFOP	47.957.00	46.200.00	41.210.00	38.000.00	20.000.00	20.000.00	2.000.00
ELIHO	23.500.00	22.700.00	22.311.00	23.000.00	13.000.00	13.000.00	1.000.00
EMPEC	644.600.00	648.300.00	666.200.00	481.100.00	303.110.00	252.100.00	18.000.00
ELMILLER	227.116.00	124.000.00	124.000.00	110.000.00	60.000.00	21.000.00	8.000.00
FERROVIARIA	76.647.00	75.170.00	80.100.00	80.100.00	45.000.00	34.000.00	6.000.00
LORONSO	47.370.00	47.000.00	46.700.00	46.300.00	21.000.00	24.000.00	2.000.00
MARSA	132.300.00	130.300.00	122.000.00	124.000.00	71.000.00	67.000.00	24.000.00
MILANO	67.000.00	66.000.00	66.100.00	62.000.00	34.000.00	28.000.00	2.000.00
WHITE	60.000.00	60.000.00	60.000.00	61.000.00	61.000.00	33.000.00	4.000.00
WHITIN	420.000.00	405.000.00	380.000.00	343.000.00	207.000.00	232.000.00	20.000.00
INDUSTRIA	87.000.00	85.000.00	25.000.00	25.000.00	27.000.00	26.000.00	3.000.00
STAFIENA	24.100.00	20.000.00	21.000.00	20.000.00	12.000.00	10.000.00	1.000.00
STODORNO	40.000.00	40.000.00	40.000.00	40.000.00	20.000.00	20.000.00	2.000.00
STODORNO	30.000.00	30.000.00	30.000.00	30.000.00	15.000.00	15.000.00	1.000.00
TOTAL	2.050.000.00	2.025.171.00	1.980.500.00	1.827.000.00	1.294.700.00	900.200.00	147.000.00

SALIR

Figura 7.39.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS. Selección: DEMANDAS DE POTENCIA.

II. Demandas de energía (disponibilidades),

VALOR ACUMULADO DE DISTRIBUCIÓN

INFORMACIÓN FÍSICA - EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

PERIODO: 1991-2002

MOSTRAR: DEMANDAS DE ENERGÍA

DEMANDAS DE ENERGÍA (KWH)

EMPRESA	RESPONSABLE	SUBTRANSMISIÓN			DISTRIBUCIÓN		
		LINEAS	SUBESTACIONES	PERDIDAS	TIPOS	SECUNDARIOS	ALUMBRADO
AMATYS	51.769.00	120.000.000	120.000.000	120.000.000	120.000.000	120.000.000	120.000.000
ANDRES	22.290.00	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000
ANTIOQUIA	11.200.00	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000
CENTROSUR	111.614.00	100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000
CITROFOP	47.957.00	40.000.000	40.000.000	40.000.000	40.000.000	40.000.000	40.000.000
ELIHO	23.500.00	20.000.000	20.000.000	20.000.000	20.000.000	20.000.000	20.000.000
EMPEC	644.600.00	600.000.000	600.000.000	600.000.000	600.000.000	600.000.000	600.000.000
ELMILLER	227.116.00	100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000
FERROVIARIA	76.647.00	70.000.000	70.000.000	70.000.000	70.000.000	70.000.000	70.000.000
LORONSO	47.370.00	45.000.000	45.000.000	45.000.000	45.000.000	45.000.000	45.000.000
MARSA	132.300.00	120.000.000	120.000.000	120.000.000	120.000.000	120.000.000	120.000.000
MILANO	67.000.00	65.000.000	65.000.000	65.000.000	65.000.000	65.000.000	65.000.000
WHITE	60.000.00	60.000.000	60.000.000	60.000.000	60.000.000	60.000.000	60.000.000
WHITIN	420.000.00	400.000.000	400.000.000	400.000.000	400.000.000	400.000.000	400.000.000
INDUSTRIA	87.000.00	80.000.000	80.000.000	80.000.000	80.000.000	80.000.000	80.000.000
STAFIENA	24.100.00	20.000.000	20.000.000	20.000.000	20.000.000	20.000.000	20.000.000
STODORNO	40.000.00	40.000.000	40.000.000	40.000.000	40.000.000	40.000.000	40.000.000
STODORNO	30.000.00	30.000.000	30.000.000	30.000.000	30.000.000	30.000.000	30.000.000
TOTAL	16.000.000.00	15.700.000.000	15.600.000.000	15.200.000.000	10.000.000.000	8.000.000.000	1.200.000.000

SALIR

Figura 7.40.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS. Selección: DEMANDAS DE ENERGÍA.

III. Factores de expansión de pérdidas de potencia,

VALOR ACUMULADO DE DISTRIBUCIÓN

INFORMACIÓN FÍSICA - EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

PERIODO: 1991-2002

MOSTRAR: FACTORES

FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

EMPRESA	RESPONSABLE	SUBTRANSMISIÓN			DISTRIBUCIÓN		
		LINEAS	SUBESTACIONES	PERDIDAS	TIPOS	SECUNDARIOS	ALUMBRADO
AMATYS	51.769.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000
ANDRES	22.290.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000
ANTIOQUIA	11.200.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000
CENTROSUR	111.614.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000
CITROFOP	47.957.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000
ELIHO	23.500.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000
EMPEC	644.600.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000
ELMILLER	227.116.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000
FERROVIARIA	76.647.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000
LORONSO	47.370.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000
MARSA	132.300.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000
MILANO	67.000.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000
WHITE	60.000.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000
WHITIN	420.000.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000
INDUSTRIA	87.000.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000
STAFIENA	24.100.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000
STODORNO	40.000.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000
STODORNO	30.000.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000
TOTAL	2.050.000.00	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000	1.01000

SALIR

Figura 7.41.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS. Selección: FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA.

VII. Pérdidas no técnicas,

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

INFORMACIÓN FÍSICA - EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

PERIODO: 1991-2002

MOSTRAR: PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

EMPRESA	ENERGÍA (kWh)			POTENCIA (kW)		
	LINEAS	PRIMARIOS	TOTAL	LINEAS	PRIMARIOS	TOTAL
AMBATO	0.00	0.00	0.000.000.00	0.00	0.00	0.000.000.00
ASOCIADOS	0.00	0.00	0.000.000.00	0.00	0.00	0.000.000.00
BALNEOS	0.00	0.00	0.000.000.00	0.00	0.00	0.000.000.00
COPIYERSEN	1.208.202.00	2.717.761.00	3.925.963.00	208.00	813.00	1.021.000.00
COTACACHI	0.00	1.485.978.00	1.485.978.00	0.00	388.00	388.000.00
EL DUNO	0.00	1.198.762.00	1.198.762.00	0.00	382.00	382.000.00
EMPUJE	0.00	0.000.000.00	0.000.000.00	0.00	0.00	0.000.000.00
GUAYACÁN	1.248.278.00	1.988.778.00	3.237.056.00	0.00	314.00	314.000.00
INDUSTRIAS	0.00	2.000.000.00	2.000.000.00	0.00	132.00	132.000.00
ISLAS	0.00	1.118.772.00	1.118.772.00	0.00	382.00	382.000.00
LAGUNA	0.00	2.235.698.00	2.235.698.00	0.00	317.00	317.000.00
MADEIRA	150.147.00	1.088.281.00	1.238.428.00	38.00	184.00	222.000.00
ORITO	0.00	10.938.284.00	10.938.284.00	0.00	2.388.00	2.388.000.00
PARAGUARI	0.00	0.000.000.00	0.000.000.00	0.00	0.00	0.000.000.00
PUERTO	0.00	0.000.000.00	0.000.000.00	0.00	0.00	0.000.000.00
STACIONES	0.00	0.000.000.00	0.000.000.00	0.00	0.00	0.000.000.00
SUN	0.00	15.218.00	15.218.00	0.00	13.00	13.000.00
TOTAL	2.277.778.00	22.243.222.00	24.521.000.00	346.00	17.208.00	17.554.000.00

SALIR

Figura 7.45. - Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS. Selección: PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.

VIII. Entregas a grandes consumidores,

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

INFORMACIÓN FÍSICA - EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

PERIODO: 1991-2002

MOSTRAR: ENTREGAS A GRANDES CONSUMIDORES

ENTREGAS A GRANDES CONSUMIDORES

EMPRESA	ENERGÍA (kWh)			POTENCIA (kW)		
	LINEAS	SUBESTACIONES	TOTAL	LINEAS	SUBESTACIONES	TOTAL
AMBATO	0.00	17.271.888.00	17.271.888.00	0.00	5.884.00	5.884.000.00
ASOCIADOS	28.888.748.00	0.00	28.888.748.00	0.00	0.00	0.000.000.00
BALNEOS	0.00	0.00	0.000.000.00	0.00	0.00	0.000.000.00
COPIYERSEN	72.238.762.00	24.214.828.00	96.453.590.00	13.882.00	5.884.00	19.766.000.00
COTACACHI	5.874.487.00	0.00	5.874.487.00	1.894.00	0.00	1.894.000.00
EL DUNO	0.00	0.00	0.000.000.00	0.00	0.00	0.000.000.00
EMPUJE	74.348.318.00	0.00	74.348.318.00	9.874.00	0.00	9.874.000.00
GUAYACÁN	0.00	14.928.888.00	14.928.888.00	0.00	2.388.00	2.388.000.00
INDUSTRIAS	0.00	0.00	0.000.000.00	0.00	0.00	0.000.000.00
ISLAS	0.00	14.885.742.00	14.885.742.00	0.00	1.894.00	1.894.000.00
LAGUNA	0.00	18.083.888.00	18.083.888.00	0.00	2.874.00	2.874.000.00
MADEIRA	64.447.488.00	0.00	64.447.488.00	7.388.00	0.00	7.388.000.00
ORITO	11.788.208.00	0.00	11.788.208.00	2.288.00	0.00	2.288.000.00
PARAGUARI	0.00	0.00	0.000.000.00	0.00	0.00	0.000.000.00
PUERTO	0.00	10.877.888.00	10.877.888.00	0.00	2.388.00	2.388.000.00
STACIONES	0.00	0.00	0.000.000.00	0.00	0.00	0.000.000.00
SUN	0.00	0.00	0.000.000.00	0.00	0.00	0.000.000.00
TOTAL	248.818.762.00	62.082.778.00	310.901.540.00	42,882.00	11,782.00	54,664.000.00

SALIR

Figura 7.46. - Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS. Selección: ENTREGAS A GRANDES CONSUMIDORES.

IX. Ventas de Potencia; y,

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

INFORMACIÓN FÍSICA - EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

PERIODO: 1991-2002

MOSTRAR: VENTAS ENERGÍA

VENTAS ENERGÍA

EMPRESA	POTENCIA (kW)		
	ALTA	INTERMEDIA	TOTAL
AMBATO	0.00	12.528.00	12.528.00
ASOCIADOS	7.882.00	0.00	7.882.00
BALNEOS	0.00	1.022.00	1.022.00
COPIYERSEN	0.00	2.718.00	2.718.00
COTACACHI	0.00	5.298.00	5.298.00
EL DUNO	0.00	12.528.00	12.528.00
EMPUJE	27.282.00	0.00	27.282.00
GUAYACÁN	3.182.00	23.148.00	26.330.00
INDUSTRIAS	14.548.00	11.282.00	25.830.00
ISLAS	0.00	15.148.00	15.148.00
LAGUNA	0.00	20.028.00	20.028.00
MADEIRA	1.878.00	14.828.00	16.706.00
ORITO	0.00	18.302.00	18.302.00
PARAGUARI	0.00	192.288.00	192.288.00
PUERTO	1.878.00	6.222.00	8.100.00
STACIONES	0.00	12.782.00	12.782.00
SUN	0.00	272.00	272.00
TOTAL	34,182.00	302,082.00	336,264.00

SALIR

Figura 7.47. - Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS. Selección: VENTAS ENERGÍA.

En función de estos valores y aplicando el criterio de asignación de costos de comercialización expuesto en el numeral 4.5.11 del capítulo 4, realiza los ajuste necesarios y presenta como resultado los valores de costos unitarios de modificados en el caso que fuese pertinente.

La pantalla así ejecutada y con la información final de resultados de los costos al consumidor se presenta a continuación:

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN - EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

PERÍODO: 2001-2002 -

EMPRESA	COSTO TOTAL		COSTO DE COMERCIALIZACIÓN			COSTO TOTAL	
	ORIGINAL	MODIFICADO	ORIGINAL	MODIFICADO	MODIFICADO	ORIGINAL	MODIFICADO
AMBATO	2.521.175,79	1.687.988,00	18,29	1,52	1,52	2.573.175,79	1,08
AZOGUES	782.647,25	22.767,00	29,56	2,46	2,46	782.847,25	1,02
BOLIVAR	682.555,28	37.427,00	18,28	1,32	1,32	682.385,28	1,63
CENTINOSA	4.328.723,98	228.386,00	13,64	1,64	1,64	4.328.723,98	1,06
COTOPACHI	1.527.551,43	73.028,00	20,82	1,24	1,24	1.527.551,43	1,13
ELORO	3.354.473,73	137.534,00	24,38	2,03	2,03	3.354.473,73	0,95
EMELEC	22.337.857,57	383.315,00	64,92	5,41	4,08	17.281.283,24	0,65
EMELIBUR	5.286.221,00	158.655,00	32,58	2,75	2,75	5.258.536,25	0,92
EMERALDAS	1.488.822,53	88.825,00	24,47	2,04	2,04	1.488.822,53	0,60
LOS RIOS	1.773.818,73	61.098,00	29,87	2,42	2,42	1.773.818,73	1,04
MARABU	3.988.817,38	177.445,00	22,36	1,86	1,86	3.988.817,38	0,64
MILAGRO	1.362.283,83	85.376,00	16,96	1,33	1,33	1.362.283,83	0,95
MORTE	2.637.757,22	138.053,00	18,97	1,58	1,58	2.637.757,22	0,99
QUITO	22.814.888,68	864.346,00	38,71	3,31	3,31	28.127.433,01	0,89
SHUAMBA	2.224.573,83	188.888,00	20,43	1,70	1,70	2.224.573,83	1,45
STAELENA	2.223.578,00	61.838,00	35,33	2,99	2,97	2.138.217,66	0,87
STUDOMINGO	2.857.058,58	83.048,00	32,03	2,67	2,67	2.857.058,58	1,27
SUR	3.254.133,71	185.154,00	30,95	2,58	2,58	3.254.133,71	2,38
TOTAL	85.181.108,78	2.588.952,00	32,90	2,74	2,50	77.536.482,04	0,96

ACTUALIZAR SALIR

Figura 7.50.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: COMERCIALIZACIÓN. Comando: ACTUALIZAR

Un aspecto importante que el usuario debe notar es que esta pantalla desarrolla los cálculos pertinentes, para el período señalado, siempre y cuando todos los datos requeridos (todos los costos de comercialización) hayan sido ingresados para cada una de las empresas distribuidoras. En el caso de que la información requerida para el período seleccionado esté incompleta, el programa presenta un mensaje indicando este error y detiene la ejecución de la aplicación.

12/2

COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN - EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

PERÍODO: 2002-2003

COSTO TOTAL COSTO DE COMERCIALIZACIÓN COSTO TOTAL

INICIAL OPERADOS INICIAL MODIFICADO MODIFICADO LÍNEAS

ATENCIÓN: ERROR

SE REQUERIRÁ QUE PARA EL PERÍODO SELECCIONADO SE ASIGNEN LOS COSTOS TOTALES DE COMERCIALIZACIÓN E INVERSIONES DEL SUPLEN AL SECTOR. PARA CALIBRAR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, REVISE LOS VALORES DE ACTIVOS, COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE COSTAS EN LOS PERÍODOS SELECCIONADOS.

Aceptar

ACTUALIZAR SALIR

Figura 7.51.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: COMERCIALIZACIÓN. Mensaje de error por falta de información.

7.5.2.4 OPCIÓN: ESTUDIO DE COSTOS.-

La cuarta opción que se presenta, una vez que el usuario ha desplegado el submenú principal ESTUDIO DE COSTOS, está identificada con el nombre ESTUDIO DE COSTOS, la misma que al ser señalada con el puntero del mouse despliega un submenú secundario que presenta las siguientes opciones:

1. POR EMPRESA; y,
2. TODAS LAS EMPRESAS.

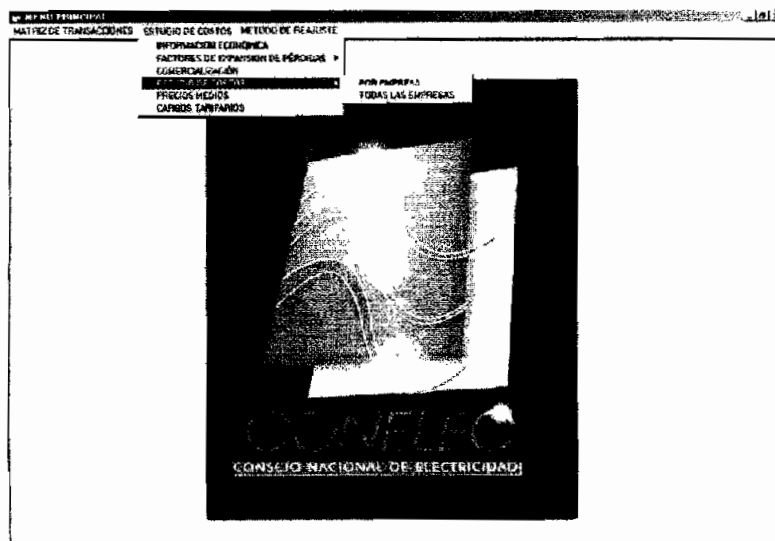


Figura 7.52.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario de la Opción: ESTUDIO DE COSTOS.

En igual forma, que en la segunda opción FACTORES DE EXPANSIÓN de este submenú principal, los nombres del submenú secundario están relacionados con el tipo de información que se puede visualizar en cada pantalla. Aún cuando, la opción POR EMPRESA del submenú secundario de la opción ESTUDIO DE COSTOS se diferencia de la opción POR EMPRESA del submenú secundario de la opción FACTORES DE EXPANSIÓN, en el hecho de que la primera despliega un pantalla exclusivamente de resultados, en tanto que la segunda despliega una pantalla que muestra e ingresa datos.

1.5.2.4.1 OPCIÓN: POR EMPRESA.-

Si el usuario selecciona la opción POR EMPRESAS del menú secundario de la opción ESTUDIO DE COSTOS se ejecuta un aplicación, cuya pantalla contiene los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Información_Costos_VAD
Controles Label	39	LabelXX.lbl
Control ComboBox	2	cboListaEmpresas; cbo_Lista_Años
Controles Frame	71	frameXX
Controles CommandButton	2	cmd_Salir; cmd_Calcular

La pantalla, que inicialmente se presenta al usuario, es la siguiente:

Figura 7.63.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: POR EMPRESA

En primer lugar, el usuario debe seleccionar la empresa distribuidora y luego el período al que corresponderán los resultados obtenidos. Una vez hecha esta selección se habilita el botón comando CALCULAR, el mismo que al ser ejecutado inicia los cálculos necesarios y se obtienen los siguientes resultados para la empresa distribuidora escogida:

- ✓ Costo Propio de Potencia,
- ✓ Costo Propio de Potencia referido a energía,
- ✓ Costo de Potencia Acumulado,
- ✓ Costo Real de Potencia,
- ✓ Peajes para Transporte de Potencia de Grandes Consumidores,
- ✓ Costo de Potencia referido a la energía,
- ✓ Costos de Energía,
- ✓ Peajes para Transporte de Energía de Grandes Consumidores,
- ✓ Costo Unitario de Comercialización de la Empresa,
- ✓ Costo Unitario de Comercialización de la Empresa Modificado,
- ✓ Costo Unitario de Comercialización de la Empresa referido a ventas de energía; y,
- ✓ Costo Total referido a la energía.

Cada uno de los resultados obtenidos se especifican para cada etapa funcional o punto de entrega según sea el caso. En el momento en se ha desarrollado los cálculos pertinentes la pantalla que se muestra para una empresa especificada es la siguiente:

VALOR ABONADO DE DISTRIBUCIÓN - ESTUDIO DE COSTOS										
EMPRESA DISTRIBUIDORA		PERÍODO		POTENCIA				ENERGÍA		TOTAL
COSTO PROPIO		ACUMULADO	REAL	PEAJE	REFERIDO	COSTO		PEAJE		
US\$/kW/ano.	US\$/kWh	US\$/kW/ano.	US\$/kW/ano.	US\$/kW/ano.	US\$/kWh	US\$/kWh	US\$/kWh	US\$/kWh	US\$/kWh	
GENERACIÓN	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
TRANSMISIÓN	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
SUBTRANSMISIÓN										
LINEAS	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
DISTRIBUCIÓN										
PERDIDA	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
RENDIMIENTO	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
ABONADO PÚBLICO	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
COMERCIALIZACIÓN										
EMPRESA	<input type="text"/>	US\$/kWh/venta		Total Comercializar = Resultado						
MODIFICADO	<input type="text"/>	US\$/kWh/venta								
REFERIDO	<input type="text"/>	US\$/kWh								
						<input type="button" value="CALCULAR"/>				
						<input type="button" value="SALIR"/>				

Figura 7.54.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: POR EMPRESA. Comando: ACTUALIZAR.

7.5.2.4.2 OPCIÓN: TODAS LAS EMPRESAS.-

Cuando el usuario selecciona la opción TODAS LAS EMPRESAS de este submenú secundario, la información que se presenta en esta pantalla está dada para todas las empresas distribuidoras. Para acceder a la información, en primer lugar, se debe escoger el período y luego, la información que se desea visualizar.

La pantalla inicial se modifica de acuerdo a la información escogida, en función de esta consideración se pueden visualizar las siguientes pantallas:

I. Costo Propio de Potencia,

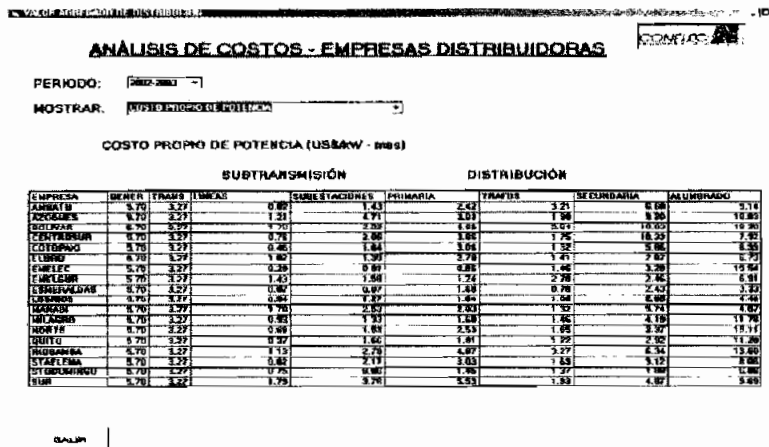


Figura 7.55.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS. Selección: COSTO PROPIO DE POTENCIA.

II. Costo Propio de Potencia referido a energía,

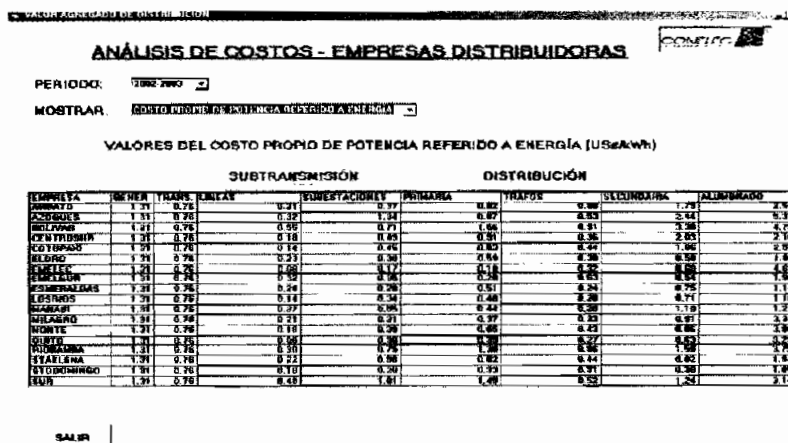


Figura 7.56.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS. Selección: COSTO PROPIO DE POTENCIA REFERIDO A ENERGÍA.

III. Costo de Potencia Acumulado,

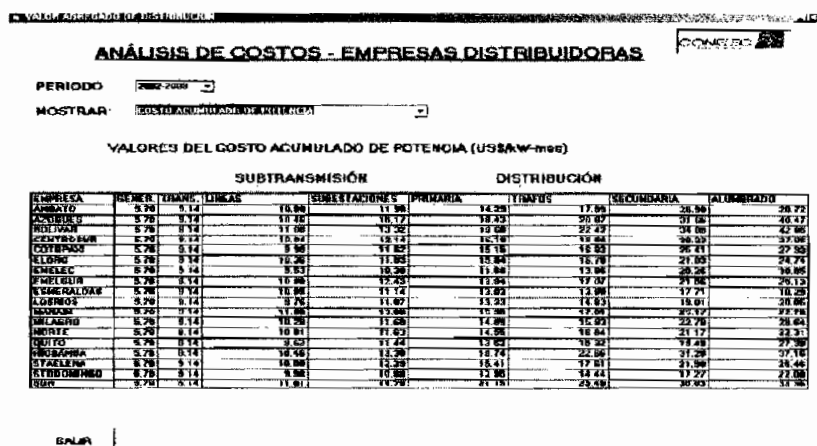


Figura 7.57.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS. Selección: COSTO ACUMULADO DE POTENCIA.

IV. Costo Real de Potencia,

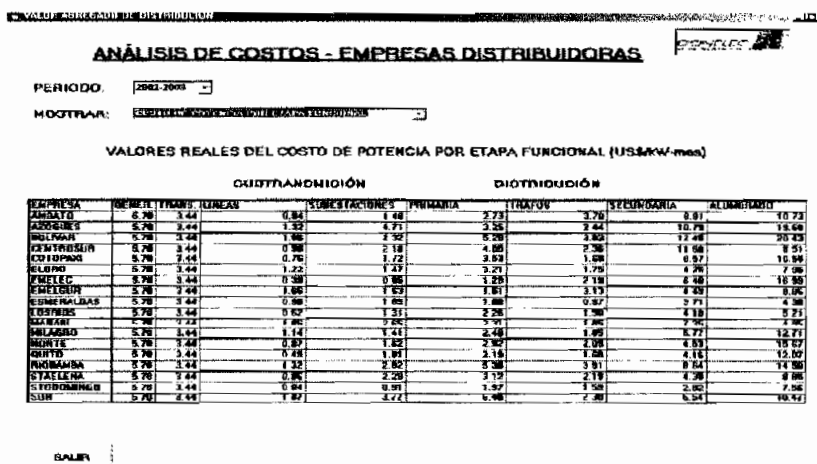


Figura 7.58.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS. Selección: COSTO REAL DE POTENCIA.

V. Peajes para Transporte de Potencia de Grandes Consumidores,

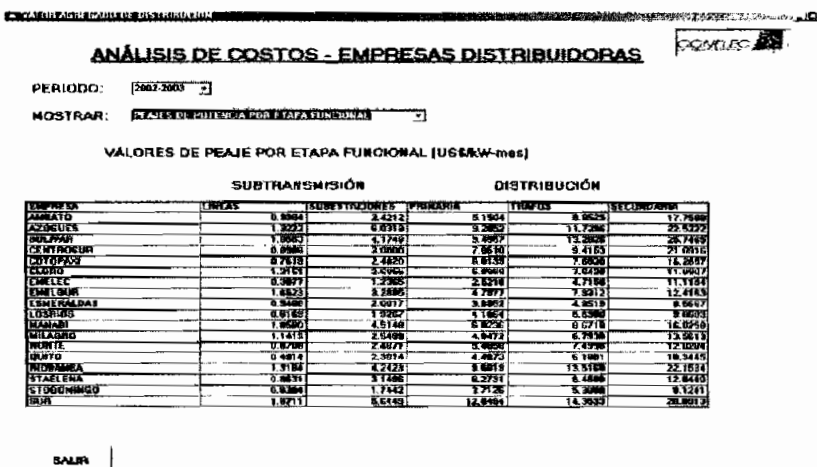


Figura 7.59.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS. Selección: PEAJES DE POTENCIA

VI. Costo de Potencia referido a la energía,

ANÁLISIS DE COSTOS - EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

PERIODO: 2002-2003

MOSTRAR: COSTO DE POTENCIA REFERIDO A ENERGIA

VALORES DEL COSTO DE POTENCIA REFERIDO A LA ENERGIA (US\$/kwh)

EMPRESA	SUBTRANSMISIÓN			DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO
	SERVID	TRONCO	LINEAS	SUBESTACIONES	PRIMARIA	TRONCO	SECUNDARIA	
AMBITO	1.91	2.07	2.11	2.76	3.37	4.40	5.79	7.23
ACONDICES	1.78	1.97	2.11	2.76	3.37	4.40	5.79	7.23
DEL ROSAR	1.31	1.39	1.44	1.30	1.54	1.68	1.95	1.14
CENTROBOM	1.31	1.39	1.44	1.30	1.54	1.68	1.95	1.14
CRISTOPAN	1.31	1.39	1.44	1.30	1.54	1.68	1.95	1.14
ELGRUPO	1.71	1.97	2.11	2.36	2.97	3.78	4.67	5.81
EMBELEC	1.31	1.39	1.44	1.30	1.54	1.68	1.95	1.14
EMBELEC	1.31	1.39	1.44	1.30	1.54	1.68	1.95	1.14
ESMERALDAS	1.31	1.39	1.44	1.30	1.54	1.68	1.95	1.14
LEONARDO	1.31	1.39	1.44	1.30	1.54	1.68	1.95	1.14
MALABRO	1.31	1.39	1.44	1.30	1.54	1.68	1.95	1.14
MONTE	1.31	1.39	1.44	1.30	1.54	1.68	1.95	1.14
MOYTO	1.31	1.39	1.44	1.30	1.54	1.68	1.95	1.14
PROGRAMA	1.31	1.39	1.44	1.30	1.54	1.68	1.95	1.14
STAFLEMA	1.31	1.39	1.44	1.30	1.54	1.68	1.95	1.14
STODONANGO	1.31	1.39	1.44	1.30	1.54	1.68	1.95	1.14
SUN	1.31	1.39	1.44	1.30	1.54	1.68	1.95	1.14

SALIR

Figura 7.60.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS. Selección: COSTO POTENCIA REFERIDO A LA ENERGIA.

VII. Costos de Energía,

ANÁLISIS DE COSTOS - EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

PERIODO: 2002-2003

MOSTRAR: COSTO DE ENERGIA AFECTADOS POR FACTORES DE EXPANSION

VALORES DEL COSTO DE ENERGIA AFECTADOS POR FACTORES DE EXPANSION (US\$/kwh)

EMPRESA	SUBTRANSMISIÓN			DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO
	SERVID	TRONCO	LINEAS	SUBESTACIONES	PRIMARIA	TRONCO	SECUNDARIA	
AMBITO	4.50	4.46	4.61	4.63	4.63	4.63	4.64	4.79
ACONDICES	1.50	1.51	1.50	1.50	1.50	1.50	1.51	1.51
DEL ROSAR	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90
CENTROBOM	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90
CRISTOPAN	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90
ELGRUPO	1.50	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
EMBELEC	1.50	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
EMBELEC	1.50	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
ESMERALDAS	1.50	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
LEONARDO	1.50	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
MALABRO	1.50	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
MONTE	1.50	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
MOYTO	1.50	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
PROGRAMA	1.50	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
STAFLEMA	1.50	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
STODONANGO	1.50	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
SUN	1.50	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51

SALIR

Figura 7.61.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS. Selección: COSTOS DE ENERGIA.

VIII. Peajes para Transporte de Energía de Grandes Consumidores; y,

ANÁLISIS DE COSTOS - EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

PERIODO: 2002-2003

MOSTRAR: PEAJES DE ENERGIA POR TRANSPORTE

TRANSPORTE DE LA ENERGIA DE LOS GRANDES CONSUMIDORES (US\$/kwh)

EMPRESA	CATEG	SUBTRANSMISIÓN			DISTRIBUCIÓN		
		COMERCIAL	PRIMARIA	TRONCO	TRONCO	SECUNDARIA	
AMBITO	0.0023	0.0040	0.0040	0.0023	0.0023	0.0023	
ACONDICES	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	
DEL ROSAR	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	
CENTROBOM	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	
CRISTOPAN	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	
ELGRUPO	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	
EMBELEC	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	
EMBELEC	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	
ESMERALDAS	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	
LEONARDO	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	
MALABRO	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	
MONTE	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	
MOYTO	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	
PROGRAMA	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	
STAFLEMA	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	
STODONANGO	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	
SUN	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	0.0023	

SALIR

Figura 7.62.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS. Selección: PEAJES DE ENERGIA

IX. Costo Total referido a la energía.

ANÁLISIS DE COSTOS - EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

PERIODO: 2002-2003
 MOSTRAR: COSTO TOTAL REFERIDO A LA ENERGÍA

VALORES DEL COSTO TOTAL REFERIDO A LA ENERGÍA (US\$/kWh)

EMPRESA	ELEMENTO	TRAFICO	LINEAS	SUBESTACIONES		PRIMARIA		SECUNDARIA		COMERCIALIZACIÓN	PERDIDAS	COMERCIALIZACIÓN	ALUMBRADO
				1	2	3	4	5	6				
AMAYO	5.8126	6.5285	6.8164	7.7297	7.5883	8.2311	12.1887	1.8751	33.2638	17.4885			
CONTRACE	5.8126	7.7469	6.9519	9.3183	6.3883	6.5871	13.2833	1.3034	14.9147	16.9009			
INDIAGA	5.8126	6.8187	7.2443	6.6510	6.3341	10.9912	16.3288	1.0261	17.1838	16.3887			
CENTRABON	5.8126	6.5788	6.8339	7.3689	6.3876	8.8721	11.8248	1.8829	13.9878	11.3215			
COYBUNAK	5.8126	6.8897	6.8898	7.5286	6.6228	6.3282	12.8848	1.7287	13.2117	12.3803			
ELABO	5.8126	6.3253	7.1812	7.6827	6.2357	6.7882	18.1788	0.5887	11.5225	11.1385			
ELBETI	5.8126	6.3747	6.6496	6.9588	7.2823	7.5358	6.8828	0.8822	10.4458	12.2972			
ESTERIL	5.8126	6.3851	7.2888	7.2389	7.4383	6.3827	16.2828	0.8188	11.1299	11.1885			
EMERENCIAS	5.8126	6.3180	6.8111	7.5889	7.1528	6.1188	6.8823	0.8828	10.2888	6.7811			
ELBERRIO	5.8126	6.8536	6.8978	7.2238	7.3211	6.4288	6.8824	1.8978	11.0828	8.3785			
ELBARRA	5.8126	6.8238	7.4146	6.6418	6.8328	6.1888	11.1881	0.8814	11.8888	16.8278			
ELBARRA	5.8126	6.5241	6.8188	7.2128	6.9248	6.8828	16.8823	0.5828	11.2188	12.2287			
ELBAYE	5.8126	6.8883	7.1187	7.5882	6.4391	6.2782	16.8828	0.3887	11.8888	13.3817			
ELBAYE	5.8126	6.8888	6.8233	7.2815	7.8473	6.3888	6.7818	0.8815	10.8888	12.8783			
ELBARRA	5.8126	6.8534	6.5281	7.8278	6.3188	10.5471	12.8478	1.4471	14.2888	14.8147			
ELBARRA	5.8126	6.7128	6.3788	7.8828	6.8478	6.8114	16.8883	0.3743	11.7787	11.2888			
ELBARRA	5.8126	6.8196	6.9641	7.8876	7.8248	6.1126	6.8124	1.2828	10.1778	10.2888			
ELBARRA	5.8126	6.7827	7.3824	6.3881	16.1628	10.5478	12.8233	6.3881	13.1888	14.3781			

SALIR

Figura 7.83.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú Secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS. Selección: COSTO TOTAL REFERIDO A ENERGÍA.

7.5.2.5 OPCIÓN: PRECIOS MEDIOS.-

La quinta opción que se presenta, una vez que el usuario ha desplegado el submenú principal ESTUDIO DE COSTOS, está identificada con el nombre PRECIOS MEDIOS, la misma que permite el acceso a la siguiente pantalla:

PRECIOS MEDIOS

EMPRESA DISTRIBUIDORA: PERIODO:

	VENTA	COSTO UNITARIO	DEBIDO
ALTA TENSION			
ENERGÍA	<input type="text" value="kWh"/>	<input type="text" value="US\$/kWh"/>	<input type="text" value="US\$"/>
POTENCIA	<input type="text" value="kW"/>	<input type="text" value="US\$/kW-mes"/>	<input type="text" value="US\$"/>
		SUBTOTAL	<input type="text" value="US\$"/>
		PRECIO MEDIO	<input type="text" value="US\$/kWh"/>
MEDIA TENSION			
ENERGÍA	<input type="text" value="kWh"/>	<input type="text" value="US\$/kWh"/>	<input type="text" value="US\$"/>
POTENCIA	<input type="text" value="kW"/>	<input type="text" value="US\$/kW-mes"/>	<input type="text" value="US\$"/>
		SUBTOTAL	<input type="text" value="US\$"/>
		PRECIO MEDIO	<input type="text" value="US\$/kWh"/>
BAJA TENSION			
ENERGÍA	<input type="text" value="kWh"/>	<input type="text" value="US\$/kWh"/>	<input type="text" value="US\$"/>
POTENCIA	<input type="text" value="kW"/>	<input type="text" value="US\$/kW-mes"/>	<input type="text" value="US\$"/>
		SUBTOTAL	<input type="text" value="US\$"/>
		PRECIO MEDIO	<input type="text" value="US\$/kWh"/>
ALUMBRADO PUBLICO			
ENERGÍA	<input type="text" value="kWh"/>	<input type="text" value="US\$/kWh"/>	<input type="text" value="US\$"/>
POTENCIA	<input type="text" value="kW"/>	<input type="text" value="US\$/kW-mes"/>	<input type="text" value="US\$"/>
		SUBTOTAL	<input type="text" value="US\$"/>
		PRECIO MEDIO	<input type="text" value="US\$/kWh"/>
		COMERCIALIZACIÓN	<input type="text" value="US\$"/>
		TOTAL	<input type="text" value="US\$"/>
		PRECIO MEDIO	<input type="text" value="US\$/kWh"/>

CALCULAR

SALIR

Figura 7.64.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: PRECIOS MEDIOS. Pantalla inicial.

La estructura de esta aplicación está dada por los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_ Información_Costos_Precios_Medios
Controles TextBox	35	Text XX.tex
Controles Label	60	LabelXX.lbl
Control ComboBox	2	cboListaEmpresas; cbo_Lista_Años
Controles Frame	41	frameXX
Controles CommandButton	2	cmd_Salir; cmd_Calcular

Esta pantalla está estrictamente diseñada para mostrar resultados, por lo que no se podrá modificar o cambiar la información mostrada. Para la presentación de información el usuario, en primer lugar, debe seleccionar la empresa distribuidora y luego el período para el cual se desea obtener los resultados. Una vez hecho este proceso la información que se visualiza en la pantalla está dada por:

- ✓ Ventas de energía y potencia por nivel de tensión,
- ✓ Costos unitarios medios de potencia y energía por nivel de tensión,
- ✓ Ingresos por ventas de potencia y energía por nivel de tensión,
- ✓ Ingreso total por ventas en cada nivel de tensión,
- ✓ Precios medios para cada nivel de tensión,
- ✓ Costo Total de comercialización,
- ✓ Total de ingresos de la empresa; y,
- ✓ Precio medio total de la empresa.

La información, anteriormente descrita, está dada para cada una de las empresas distribuidoras en forma individual, así por ejemplo:

PRECIOS MEDIOS

EMPRESA DISTRIBUIDORA: PERÍODO:

	VENTAS	COSTO UNITARIO	INGRESOS
ALTA TENSION			
ENERGIA	<input type="text"/>	US\$/kWh	US\$
POTENCIA	<input type="text"/>	US\$/kW-ano	US\$
		SUBTOTAL	US\$
		PRECIO MEDIO	US\$/kWh
MEDIA TENSION			
ENERGIA	<input type="text"/>	US\$/kWh	US\$
POTENCIA	<input type="text"/>	US\$/kW-ano	US\$
		SUBTOTAL	US\$
		PRECIO MEDIO	US\$/kWh
BAJA TENSION			
ENERGIA	<input type="text"/>	US\$/kWh	US\$
POTENCIA	<input type="text"/>	US\$/kW-ano	US\$
		SUBTOTAL	US\$
		PRECIO MEDIO	US\$/kWh
ALUMBRADO PUBLICO			
ENERGIA	<input type="text"/>	US\$/kWh	US\$
POTENCIA	<input type="text"/>	US\$/kW-ano	US\$
		SUBTOTAL	US\$
		PRECIO MEDIO	US\$/kWh
		COMERCIALIZACIÓN	US\$
		TOTAL	US\$
		PRECIO MEDIO	US\$/kWh

Figura 7.65.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: PRECIOS MEDIOS. Comando: CALCULAR.

Además, dentro del listado de empresas distribuidoras se tiene un ítem adicional denominado TOTAL, el mismo que al ser seleccionado, por el usuario, muestra los valores correspondientes a la información consolidada de todas las empresas en su conjunto. Este aspecto es muy importante, pues se puede visualizar el Precio Medio a nivel Nacional, por ejemplo: el valor para el período 2002 – 2003 del precio medio o tarifa media consolidada nacional es 10.38 US\$/kWh.

PRECIOS MEDIOS

EMPRESA DISTRIBUIDORA: PERÍODO:

	VENTAS	COSTO UNITARIO	INGRESOS
ALTA TENSION			
ENERGIA	<input type="text"/>	US\$/kWh	US\$
POTENCIA	<input type="text"/>	US\$/kW-ano	US\$
		SUBTOTAL	US\$
		PRECIO MEDIO	US\$/kWh
MEDIA TENSION			
ENERGIA	<input type="text"/>	US\$/kWh	US\$
POTENCIA	<input type="text"/>	US\$/kW-ano	US\$
		SUBTOTAL	US\$
		PRECIO MEDIO	US\$/kWh
BAJA TENSION			
ENERGIA	<input type="text"/>	US\$/kWh	US\$
POTENCIA	<input type="text"/>	US\$/kW-ano	US\$
		SUBTOTAL	US\$
		PRECIO MEDIO	US\$/kWh
ALUMBRADO PUBLICO			
ENERGIA	<input type="text"/>	US\$/kWh	US\$
POTENCIA	<input type="text"/>	US\$/kW-ano	US\$
		SUBTOTAL	US\$
		PRECIO MEDIO	US\$/kWh
		COMERCIALIZACIÓN	US\$
		TOTAL	US\$
		PRECIO MEDIO	US\$/kWh

Figura 7.66.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: PRECIOS MEDIOS. Comando: CALCULAR. Selección: TOTAL.

7.5.2.6 OPCIÓN: CARGOS TARIFARIOS.-

La sexta opción que se presenta, una vez que el usuario ha desplegado el submenú principal ESTUDIO DE COSTOS, está identificada con el nombre CARGOS TARIFARIOS, la misma que permite el acceso a la pantalla en la que se puede observar los cargos tarifarios para cada empresa distribuidora, para el período comprendido entre enero y octubre de 2003.

Para obtener la información correspondiente, el usuario debe seleccionar el nombre de la empresa que se desea:

CARGOS TARIFARIOS											
EMPRESA DISTRIBUIDORA: ESMERALDAS											
ESMERALDAS						NOVIEMBRE 2002 - OCTUBRE 2003					
CARGO TARIFARIO	Abr/Dic 2002	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
BTG B: Pícnico 300 kWh	0.0956	0.0984	0.0613	0.0644	0.0676	0.0710	0.0745	0.0782	0.0821	0.0863	0.0906
BTG B: Exceso kWh	0.0898	0.0930	0.0650	0.0690	0.0730	0.0770	0.0810	0.0850	0.0890	0.0930	0.0970
BTG SD AS y BP: Pícnico 100 kWh	0.0207	0.0301	0.0316	0.0332	0.0349	0.0365	0.0381	0.0404	0.0424	0.0445	0.0467
BTG SD AS y BP: Pícnico 300 kWh	0.0216	0.0332	0.0340	0.0365	0.0384	0.0403	0.0423	0.0445	0.0467	0.0490	0.0515
BTG SD AS y BP: Pícnico 500 kWh	0.0347	0.0360	0.0377	0.0396	0.0416	0.0436	0.0458	0.0481	0.0505	0.0531	0.0557
BTG SD AS y BP: Exceso kWh	0.0655	0.0680	0.0727	0.0750	0.0776	0.0803	0.0830	0.0858	0.0886	0.0916	0.0946
BTG CB: Demanda	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248
BTG CB: Consumo	0.0718	0.0718	0.0718	0.0718	0.0718	0.0718	0.0718	0.0718	0.0718	0.0718	0.0718
BT CD P/C, E.I., I., B.A., E: Demanda	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248
BT CD P/C, E.I., I., B.A., E: Consumo	0.0750	0.0750	0.0750	0.0750	0.0750	0.0750	0.0750	0.0750	0.0750	0.0750	0.0750
BT CBN C, E.O., I., B.A., E: Demanda	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248
BT CBN C, E.O., I., B.A., E: Consumo (07/00-22/00)	0.0750	0.0750	0.0750	0.0750	0.0750	0.0750	0.0750	0.0750	0.0750	0.0750	0.0750
BT CBN C, E.O., I., B.A., E: Consumo (22/00-07/00)	0.0600	0.0600	0.0600	0.0600	0.0600	0.0600	0.0600	0.0600	0.0600	0.0600	0.0600
BT CD AS y BP: Demanda	2.0254	2.9667	3.1150	3.2708	3.4343	3.6060	3.7863	3.9756	4.1744	4.3831	4.6023
BT CD AS y BP: Consumo	0.0534	0.0561	0.0589	0.0618	0.0649	0.0682	0.0716	0.0751	0.0789	0.0829	0.0869
BT Especializ: Demanda	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248	5.4248
BT Especializ: Consumo (07/00-22/00)	0.0678	0.0678	0.0678	0.0678	0.0678	0.0678	0.0678	0.0678	0.0678	0.0678	0.0678
BT Especializ: Consumo (22/00-07/00)	0.0600	0.0600	0.0600	0.0600	0.0600	0.0600	0.0600	0.0600	0.0600	0.0600	0.0600
Almuerzo Pícnico: Demanda	2.0254	2.9667	3.1150	3.2708	3.4343	3.6060	3.7863	3.9756	4.1744	4.3831	4.6023
Almuerzo Pícnico: Consumo	0.0660	0.1017	0.1068	0.1122	0.1178	0.1237	0.1299	0.1363	0.1432	0.1503	0.1578
Comercialización	1.2841	1.3275	1.3897	1.4634	1.5385	1.6153	1.6940	1.7757	1.8617	1.9510	2.0438
BT Residencial: Pícnico 50 kWh	0.0723	0.0750	0.0797	0.0837	0.0879	0.0923	0.0969	0.1017	0.1067	0.1119	0.1173
BT Residencial: Pícnico 100 kWh	0.0768	0.0788	0.0830	0.0868	0.0908	0.0950	0.0994	0.1040	0.1088	0.1138	0.1190
BT Residencial: Pícnico 300 kWh	0.0795	0.0835	0.0876	0.0920	0.0966	0.1013	0.1061	0.1111	0.1163	0.1217	0.1273
BT Residencial: Pícnico 50 kWh	0.0862	0.0906	0.0950	0.0996	0.1043	0.1091	0.1141	0.1193	0.1247	0.1303	0.1360
BT Residencial: Pícnico 100 kWh	0.0831	0.0878	0.0919	0.0961	0.1004	0.1049	0.1095	0.1143	0.1193	0.1244	0.1296
BT Residencial: Pícnico 300 kWh	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015
BT Residencial: Pícnico 50 kWh	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015
BT Residencial: Pícnico 100 kWh	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015
BT Residencial: Pícnico 300 kWh	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015
BT Residencial: Exceso 50 kWh	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015
BT Residencial: Exceso 100 kWh	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015	0.1015
BT Residencial: Exceso 300 kWh	0.0677	0.0711	0.0746	0.0784	0.0823	0.0864	0.0908	0.0954	0.1001	0.1050	0.0950
BTG E y ED: Exceso kWh	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Figura 7.67.- Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: CARGOS TARIFARIOS.

Esta pantalla es totalmente independiente del resto del desarrollo del programa y su metodología de cálculo está dada por el ajuste mensual del 5% en los cargos tarifarios que sea pertinentes. Proceso que toma como valores de inicio a aquellos cargos tarifarios que fueron congelados mediante decreto presidencial en abril de 2002.

7.5.3 SUBMENÚ PRINCIPAL: MÉTODO DE REAJUSTE.-

El diseño del tercer submenú principal MÉTODO DE REAJUSTE, está relacionado directamente con la Metodología de Reajuste de tarifas Eléctricas que se encuentra descrita en el documento: “REAJUSTE DE TARIFAS ELÉCTRICAS. Noviembre y Diciembre de 2001”, elaborado por la Dirección de Tarifas del CONELEC. Además, se incluyen las modificaciones consideradas para el período Oct. 2002 – Sept. 2006.

7.5.3.1 OPCIÓN: REAJUSTE DEL PRG.-

La primera opción que se presenta, una vez que el usuario ha desplegado el submenú principal MÉTODO DE REAJUSTE, está identificada con el nombre REAJUSTE DEL PRG, la misma que al ser señalada con el puntero del mouse despliega un submenú secundario que presenta las siguientes opciones:

1. INGRESO DE DATOS; y,
2. RESULTADOS.

1.5.3.1.1 OPCIÓN: INGRESO DE DATOS.-

Cuando el usuario selecciona la opción INGRESO DE DATOS del submenú secundario de la opción REAJUSTE DEL PRG, se despliega otro submenú adicional que contiene las siguientes opciones:

1. DEMANDAS DE ENERGÍA,
2. COSTOS MARGINALES,
3. GENERACIÓN ADICIONAL,
4. DEMANDAS DE POTENCIA; y,
5. COSTOS DE POTENCIA.

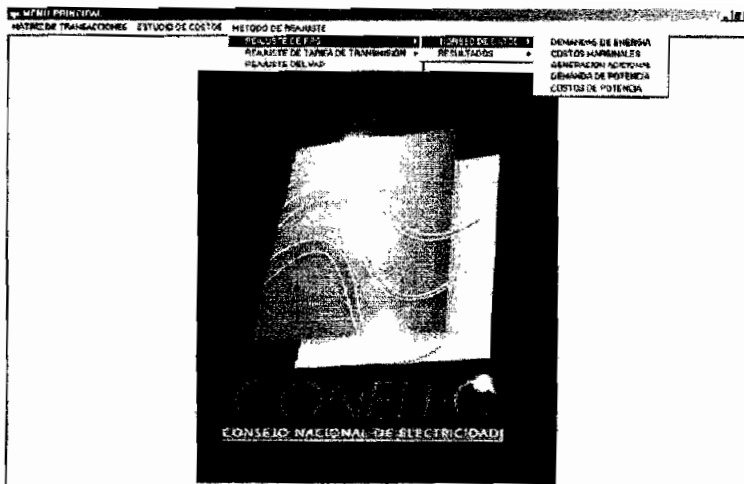


Figura 7.68.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE DE PRG. Submenú secundario de la opción: INGRESO DE DATOS.

7.5.3.1.1.1 OPCIÓN: DEMANDAS DE ENERGÍA.-

Esta opción permite acceder a una pantalla que muestra los valores de energía mensual para los bloques horarios de: Punta, Media y Base y considerada para el período seleccionado. esta pantalla, en su diseño, contiene los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Ajuste_PRG_Datos_DemandaEnergia
Controles TextBox	36	Text XX.tex
Controles Label	41	LabelXX.lbl
Control ComboBox	1	cboListaEmpresas
Controles Frame	4	frameXX
Controles CommandButton	2	cmd_Salir; cmd_Ingresar
Control ProgressBar	1	ProgressBar1

Inicialmente la pantalla no posee ningún tipo de información por lo que es necesario que el usuario seleccione el año del período, cuya información se requiere visualizar. La pantalla así ejecutada es la siguiente:

PROGRAMA: Ajuste de Tarifas

DEMANDAS DE ENERGIA A NIVEL NACIONAL

PERIODO: 2001-2008
SELECCIONE EL AÑO: 2002-2005

ANIO	MESES	PUNTA	MEDIA	BASE
2001	Octubre	107.2 GWh	848.0 GWh	166.4 GWh
2001	Noviembre	104.3 GWh	829 GWh	162.2 GWh
2001	Diciembre	110 GWh	883.9 GWh	171.1 GWh
2002	Enero	109.2 GWh	886.7 GWh	168.0 GWh
2002	Febrero	102 GWh	815.1 GWh	156.0 GWh
2002	Marzo	112.0 GWh	888.0 GWh	178.4 GWh
2002	Abril	113.0 GWh	888.0 GWh	171.9 GWh
2002	Mayo	113.5 GWh	888.7 GWh	177 GWh
2002	Junio	108.6 GWh	824.1 GWh	168.1 GWh
2002	Julio	107.2 GWh	846.6 GWh	166.7 GWh
2002	Agosto	108.1 GWh	854 GWh	168.0 GWh
2002	Septiembre	107 GWh	846.0 GWh	168.4 GWh

PROGRAMAR VALORES | SALIR

Figura 7.69.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE DE PRG. Submenú secundario: INGRESO DE DATOS. Opción: DEMANDAS DE ENERGÍA

Las modificaciones que se realicen, el usuario puede almacenarlas en la base de datos utilizando el comando INGRESAR.

7.5.3.1.1.2 OPCIÓN: COSTOS MARGINALES.-

Esta opción permite mostrar los valores esperados que corresponden a los precios spot de energía, resultantes del despacho económico de mínimo costo, para cada bloque de demanda para el período seleccionado.

Esta pantalla contiene los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Ajuste_PRG_Datos_CostosMarginales
Controles TextBox	36	Text XX.tex
Controles Label	41	LabelXX.lbl
Control ComboBox	1	cboListaEmpresas
Controles Frame	4	frameXX
Controles CommandButton	2	cmd_Salir; cmd_Ingresar
Control ProgressBar	1	ProgressBar1

Inicialmente la pantalla no posee ningún tipo de información por lo que es necesario que el usuario seleccione el año del período, cuya información se requiere visualizar. La pantalla así ejecutada es la siguiente:

PROCESO DE AJUSTE DE TARIFA (MÉTODO DE REAJUSTE DE VALORES)

COSTOS MARGINALES A NIVEL NACIONAL

PERÍODO: 2001-2005 SELECCIONA EL AÑO: 1

2002-2006

UNO	PUNTA	MEDIA	BASE
AÑO MES			
2002 Octubre	55.38 US\$/MWh	52.05 US\$/MWh	52.21 US\$/MWh
2002 Noviembre	58.05 US\$/MWh	58.79 US\$/MWh	58.02 US\$/MWh
2002 Diciembre	60.38 US\$/MWh	59.98 US\$/MWh	58.65 US\$/MWh
2003 Enero	58.02 US\$/MWh	50.11 US\$/MWh	58.64 US\$/MWh
2003 Febrero	59.39 US\$/MWh	56.85 US\$/MWh	58.29 US\$/MWh
2003 Marzo	55.35 US\$/MWh	50.3 US\$/MWh	49.7 US\$/MWh
2003 Abril	53.05 US\$/MWh	44.75 US\$/MWh	43.5 US\$/MWh
2003 Mayo	53.05 US\$/MWh	41.68 US\$/MWh	39.22 US\$/MWh
2003 Junio	51.37 US\$/MWh	38.31 US\$/MWh	32.4 US\$/MWh
2003 Julio	51 US\$/MWh	35.52 US\$/MWh	19.47 US\$/MWh
2003 Agosto	51.13 US\$/MWh	40.98 US\$/MWh	35.87 US\$/MWh
2003 Septiembre	52.40 US\$/MWh	40.5 US\$/MWh	43.05 US\$/MWh

INGRESAR VALORES SALIR

Figura 7.70.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE DE PRG. Submenú secundario: INGRESO DE DATOS. Opción: COSTOS MARGINALES.

Las modificaciones que se realicen se almacenan en la base de datos utilizando el comando INGRESAR.

7.5.3.1.1.3 OPCIÓN: GENERACIÓN ADICIONAL.-

Esta opción permite mostrar e ingresar los porcentajes respecto del costo unitario de generación que se debe incrementar al mismo por concepto de estos tres tipos de generación adicional. De estos tres incrementos solo los dos primeros se aplican durante todos los meses del período en tanto que el tercer incremento solo es considerado en los meses de las estaciones lluviosas del período comprendido entre Octubre 2001 y Septiembre 2005.

Esta pantalla contiene los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Ajuste_PRG_Datos_GeneracionAdicional
Controles TextBox	6	Text XX.tex
Controles Label	12	LabelXX.lbl
Controles Frame	3	frameXX
Controles CommandButton	2	cmd_Salir; cmd_Ingresar
Control ProgressBar	1	ProgressBar1

Inicialmente la pantalla muestra información predeterminada, por lo que las modificaciones que se realicen a los valores predefinidos² se almacenan en la base de datos utilizando el comando INGRESAR. La pantalla así ejecutada es la siguiente:

COSTOS DE GENERACION ADICIONAL:

PERIODO
 2001-2005 2002-2006

COMPONENTE	ESTACION SECA	ESTACION LLUVIOSA
	Octubre - Marzo	Abril - Septiembre
1. GENERACIÓN DE ENERGÍA:	USc/kWh	USc/kWh
Punto:	5.20000	4.07041
Media:	4.77826	3.47032
Base:	4.68441	2.47658
Media Estacional:	4.82048	3.47032
2. GENERACION FORZADA: (Por Seguridad y calidad del servicio)	0.00257	0.00653
3. GENERACION DE REACTIVOS: (Por Seguridad y calidad del servicio)	0.01893	0.02256
4. ARRANQUE DE UNIDADES A VAPOR:	0	0.00051
5. PRG (Componente Energía):		

INGRESAR VALORES SALIR

Figura 7.71.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE DE PRG. Submenú secundario: INGRESO DE DATOS. Opción: GENERACIÓN ADICIONAL.

7.5.3.1.1.4 OPCIÓN: DEMANDAS DE POTENCIA.-

Esta opción permite mostrar los valores de demanda de potencia mensual para el período seleccionado.

Esta pantalla contiene los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Ajuste_PRG_Datos_DemandaPotencia
Controles TextBox	12	Text XX.tex
Controles Label	39	LabelXX.lbl
Control ComboBox	1	cboListaEmpresas
Controles Frame	2	frameXX
Controles CommandButton	2	cmd_Salir; cmd_Ingresar
Control ProgressBar	1	ProgressBar1

Inicialmente la pantalla no posee ningún tipo de información por lo que es necesario que el usuario seleccione el período, cuya información se requiere visualizar. La pantalla así ejecutada es la siguiente:

AÑO	MES	PUNTA	MW
2001	Octubre	2134	MW
2001	Noviembre	2134	MW
2001	Diciembre	2134	MW
2002	Enero	2134	MW
2002	Febrero	2134	MW
2002	Marzo	2134	MW
2002	Abril	2134	MW
2002	Mayo	2134	MW
2002	Junio	2134	MW
2002	Julio	2134	MW
2002	Agosto	2134	MW
2002	Septiembre	2134	MW

Figura 7.72.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE DE PRG. Submenú secundario: INGRESO DE DATOS. Opción: DEMANDAS DE POTENCIA.

² Estos valores predeterminados han sido tomados del ANEXO 3 del documento técnico: "REAJUSTE DE TARIFAS ELÉCTRICAS. Noviembre y diciembre 2001"

Las modificaciones que se realicen se almacenan en la base de datos utilizando el comando INGRESAR.

7.5.3.1.1.5 OPCIÓN: COSTO DE POTENCIA.-

Esta opción permite mostrar los datos utilizados para determinar el costo de potencia utilizado en el método de reajuste del precio referencial de generación para el período comprendido entre Octubre 2001 y Septiembre 2005.

Esta pantalla contiene los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Ajuste_PRG_Datos_CostoPotencia
Controles TextBox	15	Text XX.tex
Controles Label	39	LabelXX.lbl
Controles Frame	2	FrameXX
Controles CommandButton	2	cmd_Salir; cmd_Ingresar
Control ProgressBar	1	ProgressBar1

En esta pantalla, únicamente, se pueden modificar los valores de potencia instalada, vida útil y tasa de descuento. Para acceder a los controles TextBox que contienen la información a modificar se debe ejecutar el comando NUEVOS VALORES. Las modificaciones que se realicen se almacenan en la base de datos utilizando el comando INGRESAR. Inicialmente la pantalla muestra los valores predeterminados:

The screenshot shows a window titled 'PROCESO DE AJUSTE DE PRECIOS' with a sub-menu 'COSTOS DE POTENCIA'. The screen is divided into two columns: 'ITEMS' and 'VALORES PREDETERMINADOS'. The items listed are:

- CAPACIDAD INSTALADA: MW
- CAPACIDAD EN FIRME: MW
- INVERSION EN PLANTA: Millones USD
- VIDA UTIL: Años
- TASA DE DESCUENTO ANUAL: %
- TASA DE DESCUENTO MENSUAL: %
- ANUALIDAD: USD
- COSTOS FIJOS DE OPERACION: USD
- COSTO TOTAL ANUAL: USD
- COSTO MEDIO MENSUAL: USD/MW
- MENSUALIDAD: USD
- COSTO FIJO DE OPER. Y MANT: USD/mes
- COSTO TOTAL MENSUAL: USD
- COSTO MENSUAL: USD/MW

At the bottom of the screen, there are two buttons: 'NUEVOS VALORES' and 'SALIR'.

Figura 7.73.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE DE PRG. Submenú secundario: INGRESO DE DATOS. Opción: COSTOS DE POTENCIA

7.5.3.1.2 OPCIÓN: RESULTADOS.-

Quando el usuario selecciona la opción RESULTADOS del submenú secundario de la opción REAJUSTE DEL PRG, se despliega otro submenú adicional que contiene las siguientes opciones:

1. CALCULO PRG; y,
2. AJUSTE PRG.

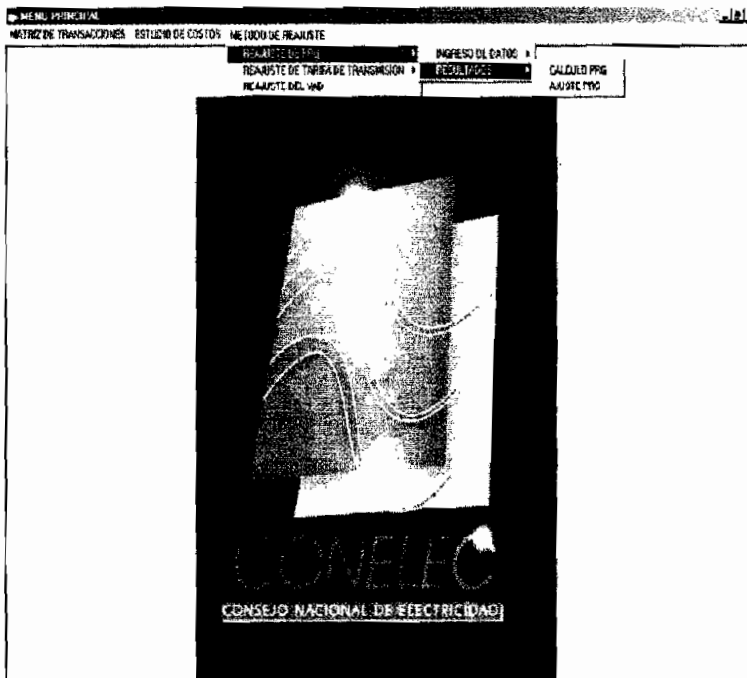


Figura 7.74.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE DE PRG. Submenú secundario: IRESULTADOS.

7.5.3.1.2.1 OPCIÓN: CÁLCULO PRG.-

Esta opción permite mostrar los datos utilizados y el proceso para determinar el Precio Referencial de Generación en función de los valores ingresados en la opción INGRESO DATOS, para el período seleccionado.

Esta pantalla contiene los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Ajuste_PRG_Resultados_CalculoPRG
Controles Label	1	LabelXX.Ibl
Controles CommandButton	5	CmdSalir ; cmdPRGEnergia ; cmdPRGTotal ; cmdPRGPotencia; cmdActualizar
Control ProgressBar	1	ProgressBar1

Debido a que el usuario pudo o no haber realizado cambios en la información predeterminada, para poder tener acceso a los comandos que muestran en pantalla los resultados del cálculo del precio referencial de generación, en primer lugar, debe seleccionar el período de estudio y luego, debe ejecutar el comando ACTUALIZAR. Esta acción habilita a los demás comandos. La pantalla que se muestra al usuario es la siguiente:

CÁLCULO DEL PRECIO REFERENCIAL DE GENERACIÓN:

PERIODO
1 2001-2006 2002-2008

MES	ANO	PERIODO	PUNTA \$/Wh	MEDIA \$/Wh	BASE \$/Wh	TOTAL \$/Wh	CM _g PUNTA UR\$/MWh	CM _g MEDIA UR\$/MWh	CM _g BASE UR\$/MWh	COSTO TOTAL UR\$/MWh	INICIAL	PRG(1) UR\$/MWh	PRG(2) UR\$/MWh
Diciembre	2001	2001-2006	167.29	845.60	186.49	579.29	62.03	87.95	82.84	57.882.128.00	6.27934	4.3	
Noviembre	2001	2001-2006	104.20	623.89	162.29	488.59	48.99	68.15	64.34	58.989.258.00	6.36492	4.3	
Diciembre	2002	2001-2006	116.00	643.50	174.10	544.50	73.17	78.00	63.18	58.775.924.00	7.91861	4.3	
Enero	2002	2001-2006	109.20	608.70	168.00	537.70	67.78	68.02	63.36	68.876.758.00	6.46203	4.3	
Febrero	2002	2001-2006	162.00	619.10	186.67	678.78	68.28	63.30	60.63	35.617.678.00	6.38125	4.3	
Marzo	2002	2001-2006	112.00	606.60	175.40	508.60	68.00	62.70	64.34	58.547.548.00	6.31752	4.3	
Abril	2002	2001-2006	110.00	608.50	171.50	548.50	61.50	68.04	74.49	48.536.248.00	5.31226	4.3	
Mayo	2002	2001-2006	113.30	604.70	177.00	577.00	61.54	63.14	70.01	48.567.238.00	4.82853	4.3	
Junio	2002	2001-2006	105.00	644.31	164.18	517.78	76.78	67.21	75.02	37.439.248.00	4.80188	4.3	
Julio	2002	2001-2006	107.40	643.80	186.70	539.80	65.81	68.14	73.73	46.989.438.00	5.30421	4.3	
Agosto	2002	2001-2006	108.18	624.00	185.60	538.78	54.13	64.64	66.61	41.911.588.00	4.41626	4.3	
Septiembre	2002	2001-2006	107.00	640.90	188.40	518.00	58.00	67.78	64.78	44.466.178.00	4.83817	4.3	
Octubre	2002	2001-2006	111.70	673.80	173.70	568.20	63.83	68.64	68.18	47.188.128.00	4.81807	4.3	
Noviembre	2002	2001-2006	108.00	626.50	165.20	534.50	56.24	62.78	62.67	49.762.608.00	5.32648	4.3	
Diciembre	2003	2001-2006	114.00	655.80	178.50	595.00	65.05	66.05	66.05	59.126.208.00	6.90811	4.3	
Enero	2003	2001-2006	113.00	604.50	178.30	577.00	51.69	65.63	63.36	48.796.928.00	4.97400	4.3	
Febrero	2003	2001-2006	106.20	644.80	185.20	512.30	63.62	66.77	66.90	43.220.688.00	4.72955	4.3	
Marzo	2003	2001-2006	117.00	704.10	182.50	1.008.50	61.54	68.37	68.37	41.885.258.00	4.14897	4.3	
Abril	2003	2001-2006	115.00	624.70	175.10	508.00	51.12	64.07	68.77	38.381.568.00	5.47368	4.3	
Mayo	2003	2001-2006	118.00	715.40	184.40	1.018.40	51.09	62.38	64.87	30.860.888.00	3.23476	4.3	
Junio	2003	2001-2006	111.30	691.30	173.60	528.70	47.81	60.59	6.39	34.565.738.00	3.38250	4.3	
Julio	2003	2001-2006	111.70	673.60	177.70	545.00	43.54	61.75	12.37	28.633.638.00	2.50493	4.3	
Agosto	2003	2001-2006	113.70	668.50	178.78	578.00	43.98	64.89	26.84	26.113.898.00	2.49893	4.3	
Septiembre	2003	2001-2006	111.50	672.50	173.40	507.40	45.44	67.71	65.83	38.626.008.00	5.82093	4.3	
Octubre	2003	2001-2006	118.00	791.00	181.80	608.30	48.01	68.48	68.42	28.189.258.00	3.82187	4.3	
Noviembre	2003	2001-2006	113.00	669.60	178.30	573.60	48.32	63.71	63.18	42.789.898.00	4.38130	4.3	
Diciembre	2003	2001-2006	113.00	721.50	180.10	1.022.10	48.08	64.94	64.17	46.174.538.00	4.92927	4.3	

Figura 7.75.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE DE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS. Opción: CÁLCULO PRG. Comando: ACTUALIZAR

Si el usuario requiere revisar en forma total los resultados de los cálculos puede utilizar las barras de desplazamiento de la tabla mostrada en pantalla y desplazar las columnas pertinentes y localizar la información requerida.

Una vez hecha la actualización de resultados y, si el usuario ejecuta el botón comando PRECIO REFERENCIAL DE GENERACIÓN (ENERGÍA), se puede tener acceso a una pantalla con la siguiente estructura:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Ajuste_PRG_Resultados_Energia
Controles Label	27	LabelXX.lbl
Controles TextBox	84	Text XX.tex
Controles CommandButton	1	CmdSalir
Control ComboBox	1	cboListaEmpresas
Control ProgressBar	1	ProgressBar1

Esta pantalla es exclusiva de resultados, en la que el usuario puede visualizar en forma mensual la información de los siguientes parámetros resultantes del proceso de cálculo:

- ✓ Costo Unitario de Generación,
- ✓ Precio referencial de generación estabilizado o plano (componente energía),
- ✓ Costo de la generación forzada,
- ✓ Costo de la generación de reactivos,
- ✓ Costo del arranque de unidades de vapor,
- ✓ Precio referencial de generación planificado (componente energía),
- ✓ Precio referencial de generación estabilizado o plano final (componente energía),

Inicialmente, la pantalla no contiene ningún tipo de información por lo que para poder visualizarla se requiere que el usuario el año del período a considerar. La pantalla así ejecutada es la siguiente:

RESULTADOS : PRECIO REFERENCIAL DE GENERACIÓN (ENERGÍA)
 AÑO:
 PERIODO: 2001-2005

AÑO MES	COSTO LINEAR US\$/Kwh	PRECIO PLANO US\$/Kwh	COSTO DE FORZADA US\$/Kwh	COSTO DE REACTIVOS US\$/Kwh	ARRANQUE VAPOR US\$/Kwh	PRECIO US\$/Kwh	PRECIO PLAN US\$/Kwh
2001 Enero							
2001 Noviembre							
2001 Diciembre							
2002 Enero							
2002 Febrero							
2002 Marzo							
2002 Abril							
2002 Mayo							
2002 Junio							
2002 Julio							
2002 Agosto							
2002 Septiembre							

Figura 7.76.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE DE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS. Opción: CÁLCULO PRG. Comando: PRG (ENERGIA)

En cambio cuando el usuario ejecuta botón comando PRECIO REFERENCIAL DE GENERACIÓN (POTENCIA) se puede tener acceso a una pantalla con la siguiente estructura:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Ajuste_PRG_Resultados_Potencia
Controles Label	27	LabelXX.lbl
Controles TextBox	84	Text XX.tex
Controles CommandButton	1	CmdSalir
Control ComboBox	1	cboListaEmpresas
Control ProgressBar	1	ProgressBar1

De igual forma, que la anterior, esta pantalla es exclusiva de resultados, en la que el usuario puede visualizar en forma mensual la información de los siguientes parámetros resultantes del proceso de cálculo:

- ✓ Factor de carga,
- ✓ Factor de carga corregido,
- ✓ Horas al mes,
- ✓ Demanda de potencia,
- ✓ Demanda de Energía,
- ✓ Precio referencial de generación planificado (componente de capacidad),
- ✓ Precio referencial de generación estabilizado o plano final (componente de capacidad),

Inicialmente, la pantalla no contiene ningún tipo de información por lo que para poder visualizarla se requiere de que el usuario seleccione el año del período a considerar. La pantalla así ejecutada es la siguiente:

Figura 7.77.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE DE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS. Opción: CÁLCULO PRG. Comando: PRG (POTENCIA)

Finalmente, Cuando el usuario ejecuta comando PRECIO REFERENCIAL DE GENERACIÓN se puede tener acceso a una pantalla con la siguiente estructura:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Ajuste_PRG_Resultados_Total
Controles Label	33	LabelXX.lbl
Controles TextBox	63	Text XX.tex
Controles CommandButton	1	CmdSalir
Control ComboBox	1	cboListaEmpresas
Control ProgressBar	1	ProgressBar1

Similar a las anteriores, esta pantalla es exclusiva de resultados, en la que el usuario puede visualizar en forma mensual la información de los siguientes parámetros resultantes del proceso de cálculo:

- ✓ Demanda de Potencia,
- ✓ Demanda de energía,
- ✓ Precio referencial de generación planificado (componente de energía)
- ✓ Precio referencial de generación planificado (componente de capacidad),
- ✓ Precio referencial de generación planificado total,
- ✓ Precio referencial de generación estabilizado (componente de energía)
- ✓ Precio referencial de generación estabilizado (componente de capacidad),
- ✓ Precio referencial de generación planificado total estabilizado.

Inicialmente, la pantalla no contiene ningún tipo de información por lo que para poder visualizarla se requiere de que el usuario seleccione el año del período a considerar. La pantalla así ejecutada es la siguiente:

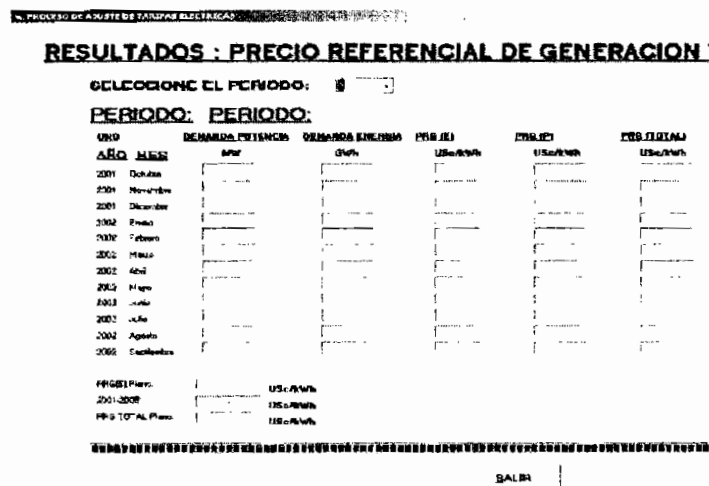


Figura 7.78.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE DE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS. Opción: CÁLCULO PRG. Comando: PRG

7.5.3.1.2.2 OPCIÓN: AJUSTE PRG.-

El diseño de esta aplicación y la metodología de cálculo para el reajuste del Precio Referencial de Generación está sustentada en el ANEXO 4 del documento “Metodología para el Reajuste de las Tarifas Eléctricas”, conocido y aprobado por el Directorio del CONELEC el 27 de diciembre de 2001. Esta opción está diseñada de tal forma que permite guiar al usuario en el proceso de ajuste del Precio Referencial de Generación y obtener sus resultados correspondientes.

Esta pantalla contiene los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Ajuste_PRG_Metodo_Inicio
Controles Label	1	LabelXX.Ibl
Controles CommandButton	4	CmdSalir; cmdVariaciones; cmdAjuste; cmdResulatdosAjuste
Control ProgressBar	1	ProgressBar1

El primer paso para iniciar el proceso de ajuste es seleccionar el período de estudio, esta acción permite que el usuario pueda ingresar el valor del precio referencial de generación REAL del mes que se va a realizar el ajuste³, para lo cual se debe ejecutar el comando PRG REAL MENSUAL (CENACE).

AÑO	MES	COSTO REAL
2001	Octubre	7.541477 US\$/MWh
2001	Noviembre	6.8786 US\$/MWh
2001	Diciembre	7.017 US\$/MWh
2001	Enero	7.821954 US\$/MWh
2001	Febrero	7.762886 US\$/MWh
2001	Marzo	8.058029 US\$/MWh
2002	Abril	8.642922 US\$/MWh
2002	Mayo	8.146276 US\$/MWh
2002	Junio	8.486487 US\$/MWh
2002	Julio	8.28224 US\$/MWh
2002	Agosto	8.788212 US\$/MWh
2002	Septiembre	8.218456 US\$/MWh

Figura 7.79.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE DE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS. Opción: AJUSTE PRG. Comando: PRG MENSUAL (CENACE)

³ Este valor es proporcionado por el CENACE en forma mensual.

Este comando muestra una aplicación adicional en donde se encuentran los valores del precio referencial de generación planificado, en dicha aplicación adicional el usuario debe escoger el año del período correspondiente al mes que se va realizar el reajuste y tendrá que borrar el valor correspondiente al mes del ajuste, reemplazarlo con el valor real e ingresarlo mediante el comando INGRESAR VALORES.

Una vez que el usuario ha ingresado el valor real del precio referencial de generación se habilita el comando INICIAR PROCESO DE AJUSTE, el mismo que al ser ejecutado inicia el proceso de ajuste. El avance del proceso de ajuste se lo visualiza mediante el incremento de la barra de progreso. El momento en que, el proceso de ajuste ha concluido se habilita el botón comando RESULTADOS DEL PROCESO DE AJUSTE.

En estas condiciones el usuario puede observar los resultados del proceso de ajuste de dos formas: la primera es utilizando las barras de desplazamiento de la tabla mostrada en la pantalla; y , la segunda es ejecutando el comando RESULTADOS DEL PROCESO DE AJUSTE.

PROCESO DE AJUSTE DEL PRECIO REFERENCIAL DE GENERACION

PERIODO
 2001-2005 2002-2006

MES	AÑO	PERIODO	ENERGIA TOTAL GWh	PRG	PRG Plane		PROGRESO PLANEADO US\$/GWh	PRG REAL US\$/GWh	VAR. ABSOLUTA Z	VAR. RELATIVA %	VAR. ABS. Millones
					US\$/GWh	US\$/GWh					
Diciembre	2001	2001-2005	919.20	7.64147	5.47259		76.248.410.00	7.6415	0.0000	0.0000	
Noviembre	2001	2001-2005	898.90	7.96276	5.47259		71.262.788.00	8.8298	0.9221	11.5983	
Octubre	2001	2001-2005	844.00	8.34373	5.47259		68.471.848.00	7.9778	-1.5527	-32.3813	
Septiembre	2002	2001-2005	837.70	7.83195	5.47259		73.440.238.00	7.8320	0.0000	0.0000	
Agosto	2002	2001-2005	876.70	7.78293	5.47259		68.195.618.00	7.7820	0.0000	0.0000	
Julio	2002	2001-2005	968.00	6.88001	5.47259		63.093.298.00	6.5808	0.0000	0.0000	
Junio	2002	2001-2005	945.30	6.84381	5.47259		63.577.688.00	6.5438	0.0000	0.0000	
Mayo	2002	2001-2005	977.00	5.39890	5.47259		52.780.448.00	5.3988	0.0000	0.0000	
Abril	2002	2001-2005	917.20	5.45848	5.47259		58.046.628.00	5.4585	0.0000	0.0000	
Marzo	2002	2001-2005	920.50	5.28234	5.47259		48.438.848.00	5.2823	0.0000	0.0000	
Febrero	2002	2001-2005	936.70	5.78831	5.47259		53.895.848.00	5.7883	0.0000	0.0000	
Enero	2002	2001-2005	918.00	6.21841	5.47259		57.140.828.00	6.2184	0.0000	0.0000	
Diciembre	2002	2001-2005	969.20	6.26887	5.47259		60.189.828.00	6.2687	0.0000	0.0000	
Noviembre	2002	2001-2005	934.00	6.71257	5.47259		62.735.718.00	6.7126	0.0000	0.0000	
Octubre	2002	2001-2005	905.00	6.46832	5.47259		63.183.538.00	6.4683	0.0000	0.0000	
Septiembre	2003	2001-2005	977.00	6.30124	5.47259		61.585.188.00	6.3012	0.0000	0.0000	
Agosto	2003	2001-2005	912.30	6.19882	5.47259		66.160.488.00	6.1989	0.0000	0.0000	
Julio	2003	2001-2005	1.009.00	5.43111	5.47259		54.822.878.00	5.4311	0.0000	0.0000	
Junio	2003	2001-2005	983.00	4.79233	5.47259		47.396.358.00	4.7924	0.0000	0.0000	
Mayo	2003	2001-2005	1.019.40	4.81521	5.47259		47.001.288.00	4.8152	0.0000	0.0000	
Abril	2003	2001-2005	995.00	4.95205	5.47259		41.583.088.00	4.9520	0.0000	0.0000	
Marzo	2003	2001-2005	998.00	4.31930	5.47259		41.422.128.00	4.3193	0.0000	0.0000	
Febrero	2003	2001-2005	976.90	4.83006	5.47259		47.156.028.00	4.8321	0.0000	0.0000	
Enero	2003	2001-2005	957.40	6.19124	5.47259		48.766.998.00	6.1912	0.0000	0.0000	
Diciembre	2003	2001-2005	995.30	6.26828	5.47259		52.366.398.00	6.2683	0.0000	0.0000	
Noviembre	2003	2001-2005	975.00	5.78272	5.47259		56.165.488.00	5.7828	0.0000	0.0000	

Figura 7.80.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE DE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS. Opción: AJUSTE PRG. Comando: INICIAR PROCESO DE AJUSTE

Si el usuario ha escogido observar los resultados del ajuste utilizando el comando habilitado, luego de ejecutar dicho comando, el programa desplegará una pantalla que en su estructura está constituida de los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Ajuste_PRG_Metodo_Resultados
Controles Label	88	LabelXX.lbl
Controles TextBox	60	Text XX.tex
Controles CommandButton	1	CmdSalir
Control ComboBox	1	cboListaEmpresas
Control ProgressBar	1	ProgressBar1

Esta pantalla es exclusiva para presentación de resultados al usuario, en la que se puede visualizar en forma mensual la información de los siguientes parámetros resultantes del proceso de ajuste del precio referencial de generación:

- ✓ Demanda de Energía,
- ✓ Precio referencial de generación Real (CENACE),
- ✓ Ingreso a PRG Real,
- ✓ Precio referencial de generación estabilizado corregido,
- ✓ Ingreso a PRG estabilizado corregido.

Inicialmente, la pantalla no contiene ningún tipo de información por lo que para poder visualizarla se requiere de que el usuario seleccione el año del período a considerar. La pantalla así ejecutada es la siguiente:

**RESULTADOS OBTENIDOS DEL PROCESO DE AJUSTE
PRECIO REFERENCIAL DE GENERACIÓN**

PERIODO: 2001 2006

ANO	MES	DEMANDA ENERGIA	PLANEACION	PRE. REAL Fuente: CENACE US\$/MWh	INGRESO NECESARIO	PRE. PLANO CORREGIDO	INGRESO CORREGIDO A PRG Plano Corregido US\$
2001	Enero
2001	Febrero
2001	Marzo
2001	Abril
2001	Mayo
2001	Junio
2001	Julio
2001	Agosto
2001	Septiembre
2001	Octubre
2001	Noviembre
2001	Diciembre
2002	Enero
2002	Febrero
2002	Marzo
2002	Abril
2002	Mayo
2002	Junio
2002	Julio
2002	Agosto
2002	Septiembre
2002	Octubre
2002	Noviembre
2002	Diciembre

SALIR

Figura 7.81.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE DE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS. Opción: AJUSTE PRG. Comando: RESULTADOS DE AJUSTE

7.5.3.2 OPCIÓN: REAJUSTE DE TARIFA DE TRANSMISIÓN.-

La segunda opción que se presenta, una vez que el usuario ha desplegado el submenú principal MÉTODO DE REAJUSTE, está identificada con el nombre REAJUSTE DE TARIFA DE TRANSMISIÓN, la misma que al ser señalada con el puntero del mouse despliega un submenú secundario que presenta las siguientes opciones:

1. CALCULO TARIFA DE TRANSMISIÓN; y,
2. AJUSTE TARIFA DE TRANSMISIÓN.

7.5.3.2.1 OPCIÓN: CÁLCULO TARIFA DE TRANSMISIÓN.-

En esta pantalla se puede visualizar todos los parámetros utilizados para la determinación del costo de transmisión referido a energía para cada uno de los meses comprendidos en el período seleccionado.

La pantalla mostrada al acceder a esta opción en su diseño está constituida de los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Ajuste_TTx_Metodo_CalculoTTx
Controles Label	1	LabelXX.lbl
Controles CommandButton	2	CmdSalir ; cmdActualizar
Control ProgressBar	1	ProgressBar1

En este caso especial, para la realización de los cálculos no se requiere de ingreso de nuevos valores por lo que el usuario, únicamente debe escoger el período de estudio y luego ejecutar o no el comando ACTUALIZAR. El usuario puede revisar los valores resultantes del cálculo mediante el desplazamiento de las barras colocadas en la tabla mostrada. La pantalla desplegada es la siguiente:

CALCULO DE LA TARIFA DE TRANSMISION

PERIODO

2001-2005 : 2002-2005

MESES	AÑO	PERIODO	POTENCIA Mw	ENERGIA MWh	CARGO TTx US\$/kWh-Mw	COSTO TOTAL US\$	COSTO MEDIO US\$/MWh
Octubre	2001	2001-2005	2,198.47	519.20	2,4350	5,238,121.00	0.50986
Noviembre	2001	2001-2005	2,198.47	695.50	2,4587	6,310,831.00	0.59307
Diciembre	2001	2001-2005	2,198.47	344.68	2,5040	5,304,753.00	0.57006
Enero	2002	2001-2005	2,198.47	937.79	2,5380	6,493,801.00	0.58223
Febrero	2002	2001-2005	2,198.47	675.70	2,5741	5,335,430.00	0.53212
Marzo	2002	2001-2005	2,198.47	365.00	2,6029	5,812,233.00	0.57932
Abril	2002	2001-2005	2,198.47	945.30	2,6461	6,620,445.00	0.59544
Mayo	2002	2001-2005	2,198.47	577.80	2,6829	5,780,543.00	0.58017
Junio	2002	2001-2005	2,198.47	517.30	2,7282	6,049,744.00	0.63778
Julio	2002	2001-2005	2,198.47	820.50	2,7690	5,831,851.00	0.64433
Agosto	2002	2001-2005	2,198.47	936.70	2,7964	6,013,493.00	0.64199
Septiembre	2002	2001-2005	2,198.47	914.50	2,8252	6,097,880.00	0.68257
Octubre	2002	2001-2005	2,232.10	953.20	2,8746	6,416,473.00	0.68694
Noviembre	2002	2001-2005	2,232.10	934.80	2,9146	6,505,682.00	0.69626
Diciembre	2002	2001-2005	2,232.10	865.00	2,9561	6,536,030.00	0.66911
Enero	2003	2001-2005	2,232.10	977.00	2,9962	6,697,778.00	0.68492
Febrero	2003	2001-2005	2,232.10	312.30	3,0370	6,780,736.00	0.74826
Marzo	2003	2001-2005	2,232.10	1,009.50	3,0881	6,874,988.00	0.80103
Abril	2003	2001-2005	2,232.10	888.00	3,1080	6,919,504.00	0.69865
Mayo	2003	2001-2005	2,232.10	1,018.40	3,1080	6,919,504.00	0.67945
Junio	2003	2001-2005	2,232.10	955.50	3,1080	6,919,504.00	0.72410
Julio	2003	2001-2005	2,232.10	958.00	3,1080	6,919,504.00	0.72153
Agosto	2003	2001-2005	2,232.10	575.50	3,1080	6,919,504.00	0.70704
Septiembre	2003	2001-2005	2,232.10	957.40	3,1080	6,919,504.00	0.72274
Octubre	2003	2001-2005	2,312.72	955.30	3,1080	7,163,418.00	0.71744
Noviembre	2003	2001-2005	2,312.72	973.60	3,1080	7,163,418.00	0.73638
Diciembre	2003	2001-2005	2,312.72	1,027.10	3,1080	7,163,418.00	0.69803



Figura 7.82.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE DE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS. Opción: CALCULO TARIFA TRANSMISION. Comando: ACTUALIZAR

7.5.3.2.1 OPCION: AJUSTE TARIFA DE TRANSMISION.-

La metodología de cálculo para el reajuste de la Tarifa de Transmisión está sustentada en el en el ANEXO 5 del documento “Metodología para el Reajuste de las Tarifas Eléctricas”, conocido y aprobado por el Directorio del CONELEC el 27 de diciembre de 2001.

En igual forma que para el Precio Referencial de Generación, la pantalla que se muestra al acceder a esta opción está diseñada de tal forma que permite guiar al usuario en el proceso de ajuste de la tarifa de transmisión y obtener sus resultados correspondientes.

Esta pantalla contiene los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Ajuste_TTx_Metodo_AjusteTTx
Controles Label	1	LabelXX.Ibl
Controles CommandButton	4	CmdSalir; cmdVariaciones; cmdAjuste; cmdResulatdosAjuste
Control ProgressBar	1	ProgressBar1

El primer paso para iniciar el proceso de ajuste de la tarifa de transmisión es ingresar el valor de la tarifa de transmisión REAL del mes que se va a realizar el ajuste⁴, para lo cual el usuario debe ejecutar el botón comando TARIFA DE TRANSMISIÓN REAL MENSUAL (TRANSELECTRIC).

Este comando muestra una aplicación adicional en donde se encuentran los valores de la tarifa de transmisión planificada, en dicha aplicación adicional el usuario debe escoger el período correspondiente al mes que se va a realizar el reajuste y tendrá que borrar el valor correspondiente al mes del ajuste, reemplazarlo con el valor proporcionado por el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, e ingresarlo mediante el comando INGRESAR VALORES.

La pantalla que visualizará el usuario será la siguiente:

PROCESO DE AJUSTE DE LA TARIFA DE TRANSMISIÓN

PERIODO: 2001-2005 (2001-2006) PRUCLIO DE AJUSTE DE

TARIFA TRANSMISIÓN REAL
FUENTE: TRANS - ELECTRIC

AÑO: 2001-2006

AÑO	MES	VALOR	UNIDAD
2001	Diciembre	0.5698588	US\$/kWh
2001	Noviembre	0.5154	US\$/kWh
2001	Octubre	0.5044	US\$/kWh
2002	Enero	0.5622700	US\$/kWh
2002	Febrero	0.6371212	US\$/kWh
2002	Marzo	0.579318	US\$/kWh
2002	Abril	0.559436	US\$/kWh
2002	Mayo	0.5801742	US\$/kWh
2002	Junio	0.5377822	US\$/kWh
2002	Julio	0.5443252	US\$/kWh
2002	Agosto	0.641887	US\$/kWh
2002	Septiembre	0.5625194	US\$/kWh

Figura 7.83.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE DE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS. Opción: CALCULO TARIFA TRANSMISIÓN. Comando: TARIFA DE TRANSMISIÓN REAL MENSUAL

Al haber ejecutado, el usuario el comando INGRESAR VALORES, es decir, se ha ingresado el valor real de la tarifa de transmisión real de la tarifa de transmisión se habilita el comando INICIAR PROCESO DE

⁴ Este valor es proporcionado por el CENACE en forma mensual.

AJUSTE, el mismo que al ser ejecutado inicia el proceso de ajuste. El avance del proceso de ajuste se lo visualiza mediante el incremento de la barra de progreso. El momento en que, el proceso de ajuste ha concluido se habilita el comando RESULTADOS DEL PROCESO DE AJUSTE.

En estas condiciones el usuario puede observar los resultados del proceso de ajuste de dos formas: la primera es utilizando las barras de desplazamiento de la tabla mostrada en la pantalla; y , la segunda es ejecutando el comando RESULTADOS DEL PROCESO DE AJUSTE.

Si el usuario hace uso de las barras de desplazamiento la pantalla que el programa presenta es la siguiente:

PROCESO DE AJUSTE DE LA TARIFA DE TRANSMISIÓN

PERIODO
2001-2005 2002-2006

MSE	AÑO	PERIODO	ENERGÍA TOTAL		TT PIANO		INGRESO PLANIFICADO		TT REAL	VAR. ABSOLUTA	VAR. RELATIVA	VAR. %
			Conv.	UEP	UEP/AVAR	UEP/AVAR	UEP	UEP/AVAR				
Octubre	2001	2001-2006	316.30	0.62581	0.67714	5.238.131.00	0.6658	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
Noviembre	2001	2001-2005	895.50	0.55387	0.67714	5.210.821.00	0.5154	-0.0777	-1.5061	-0.2931		
Diciembre	2001	2001-2006	944.40	0.57085	0.67714	5.284.293.00	0.5844	-0.0687	-1.5176	-0.2931		
Ene	2002	2001-2005	937.70	0.58229	0.67714	5.155.502.00	0.5829	0.0000	0.0000	0.0000		
Feb	2002	2001-2005	676.70	0.63214	0.67714	5.535.458.00	0.6321	0.0000	0.0000	0.0000		
Mar	2002	2001-2005	362.40	0.87571	0.67714	5.815.433.00	0.8753	0.0000	0.0000	0.0000		
Abr	2002	2001-2005	548.30	0.63044	0.67714	5.630.448.00	0.5939	0.0000	0.0000	0.0000		
Mayo	2002	2001-2005	577.90	0.69017	0.67714	5.769.543.00	0.6922	0.0000	0.0000	0.0000		
Jun	2002	2001-2005	517.30	0.69270	0.67714	5.849.740.00	0.6370	-0.0550	-0.9000	-0.9000		
Jul	2002	2001-2005	530.50	0.64432	0.67714	5.621.051.00	0.6443	0.0000	0.0000	0.0000		
Ago	2002	2001-2005	538.30	0.64195	0.67714	5.615.450.00	0.6428	0.0000	0.0000	0.0000		
Septiembre	2002	2001-2005	510.30	0.66757	0.67714	5.697.087.00	0.6630	0.0000	0.0000	0.0000		
Octubre	2002	2001-2005	990.30	0.55895	0.67714	5.415.473.00	0.5589	0.0000	0.0000	0.0000		
Noviembre	2002	2001-2005	934.60	0.62809	0.67714	5.585.852.00	0.6281	0.0000	0.0000	0.0000		
Diciembre	2002	2001-2005	988.80	0.60911	0.67714	5.586.091.00	0.6081	0.0000	0.0000	0.0000		
Ene	2003	2001-2006	377.90	0.88492	0.67714	5.887.775.00	0.8848	0.0000	0.0000	0.0000		
Feb	2003	2001-2006	912.30	0.74295	0.67714	6.790.738.00	0.7429	0.0000	0.0000	0.0000		
Mar	2003	2001-2006	1.059.90	0.68183	0.67714	6.874.988.00	0.6818	0.0000	0.0000	0.0000		
Abr	2003	2001-2006	588.90	0.63928	0.67714	6.319.584.00	0.6392	0.0000	0.0000	0.0000		
Mayo	2003	2001-2006	1.018.40	0.67345	0.67714	6.818.694.00	0.6734	0.0000	0.0000	0.0000		
Jun	2003	2001-2006	891.80	0.73618	0.67714	6.818.694.00	0.7362	0.0000	0.0000	0.0000		
Jul	2003	2001-2006	868.00	0.72183	0.67714	6.319.503.00	0.7218	0.0000	0.0000	0.0000		
Agosto	2003	2001-2006	576.90	0.70824	0.67714	6.319.503.00	0.7082	0.0000	0.0000	0.0000		
Septiembre	2003	2001-2006	397.50	0.72274	0.67714	6.319.503.00	0.7227	0.0000	0.0000	0.0000		
Octubre	2003	2001-2006	985.30	0.71744	0.67714	7.163.418.00	0.7174	0.0000	0.0000	0.0000		

TARIFA DE TRANSMISIÓN (TRANSELECTRIC) INICIAR PROCESO DE AJUSTE RESULTADOS DEL PROCESO DE AJUSTE SALIR

Figura 7.84.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE DE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS. Opción: CALCULO TARIFA TRANSMISIÓN. Comando: INICIAR PROCESO DE AJUSTE

En cambio, si el usuario ha escogido observar los resultados del ajuste utilizando el comando habilitado, el programa desplegará una pantalla que en su estructura está constituida de los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Ajuste_TTx_Metodo_Resultados
Controles Label	88	LabelXX.Ibl
Controles TextBox	60	Text XX.tex
Controles CommandButton	1	CmdSalir
Control ComboBox	1	cboListaEmpresas
Control ProgressBar	1	ProgressBar1

Esta pantalla es exclusiva de resultados, en la que se puede visualizar en forma mensual la información de los siguientes parámetros resultantes del proceso de ajuste de la tarifa de transmisión:

- ✓ Demanda de Energía,
- ✓ Tarifa de Transmisión Real (CENACE),
- ✓ Ingreso a Tarifa de Transmisión Real,
- ✓ Tarifa de Transmisión estabilizado corregido,
- ✓ Ingreso a tarife de Transmisión estabilizado corregido.

Inicialmente, la pantalla no contiene ningún tipo de información por lo que para poder visualizarla se requiere de que el usuario seleccione el el año del período a considerar.

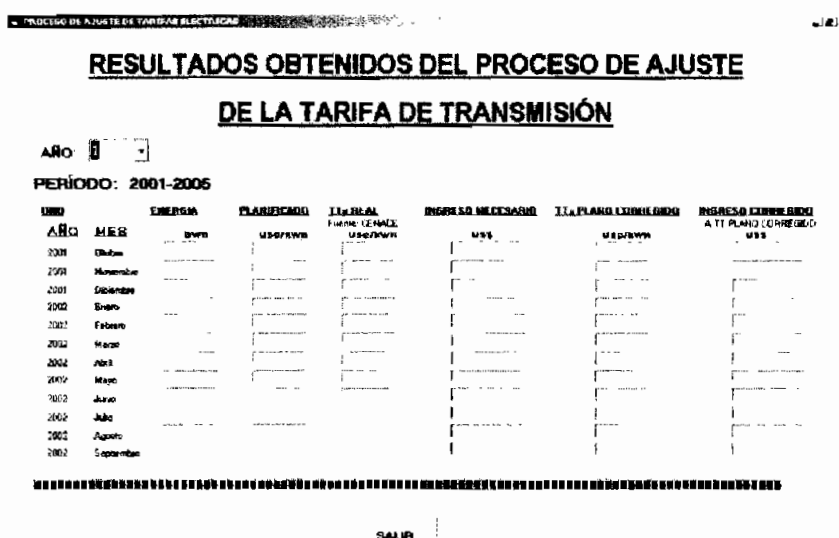


Figura 7.85.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE DE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS. Opción: CALCULO TARIFA TRANSMISIÓN. Comando: RESULTADOS DEL PROCESO DE AJUSTE

7.5.3.3 OPCIÓN: REAJUSTE DEL VAD.-

La metodología de cálculo para el reajuste del VALOR AGREGADO DE Distribución, VAD, está sustentada en el ANEXO 8 y el ANEXO 9 del documento "Metodología para el Reajuste de las Tarifas Eléctricas", conocido y aprobado por el Directorio del CONELEC el 27 de diciembre de 2001.

La tercera opción que se presenta, una vez que el usuario ha desplegado el submenú principal MÉTODO DE REAJUSTE, está identificada con el nombre REAJUSTE DEL VAD, la misma que al ser ejecutada permite el acceso a la primera pantalla del proceso de ajuste del Valor Agregado de Distribución. Esta pantalla permite al usuario mostrar e ingresar datos de los siguientes parámetros reales:

1. Precio Referencial de Generación, componente de energía,
2. Precio Referencial de Generación, componente de capacidad,
3. Tarifa de Transmisión, referido a energía.

Esta pantalla de inicio está constituida de los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Ajuste_VAD_DatosEntrada
Controles Label	64	LabelXX.lbl
Controles TextBox	4	Text XX.tex
Controles ComboBox	3	CboListaEmpresas ; cboListaAño ; cboListaMeses
Controles CommandButton	3	CmdSalir ; cmdIngresar; cmdSiguiente

Cuando la aplicación es recién cargada, no contiene ningún tipo de información por lo que es necesario que el usuario vaya haciendo uso de los menús de opciones que se presentan en la pantalla. En primer lugar, debe seleccionar la empresa distribuidora, luego, el año y por último, el mes que desea realizar el ajuste.

PARAMETROS GENERALES Y VARIABLES EXOGENAS

SELECCIONE LA EMPRESA QUE SE HARA EL AJUSTE DEL VAD: ANEXO: AÑO: MES:

PERIODO: 2001-2006

PRECIO REFERENCIAL DE GENERACION

	PLANEADO CUATRIMENAL US\$/Mwh	PRECIO PLANO US\$/Mwh	PRECIO PLANEADO US\$/Mwh	PRECIOS REALES US\$/Mwh
PRG (E)	4.18510	4.18510	6.59826	17.6637
PRG (P)	1.30949	1.30949	1.30949	11.3459
PRG.	6.47263	6.47263	7.90676	
FACTOR DE REND.	0.90776	0.90776	0.90776	0.90776

POTENCIA REMUNERABLE:

VALOR PLANEADO CUATRIMENAL US\$/Mwh	VALOR VIGENTE US\$/Mwh	VALOR PLANEADO US\$/Mwh	VALOR PARA EL MES US\$/Mwh
5.70	5.70	5.2908	5.2908
68.38	68.38	63.0079	63.0079

COSTO DE TRANSMISION:

VALOR PLANEADO CUATRIMENAL US\$/Mwh	VALOR VIGENTE US\$/Mwh	VALOR PLANEADO US\$/Mwh	VALOR PARA EL MES US\$/Mwh
3.78	3.78	2.4687	2.4687
37.25	37.25	28.6399	28.6399
0.7136	0.7136	1.89207	1.89207

Figura 7.86.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Opción: REAJUSTE DE VAD. Comando: INGRESAR PRECIOS REALES

1. Planificado año vigente,
2. Planificado mensual,
3. Real mensual.

La información que el usuario debe suministrar en los tres casilleros habilitados tiene que ver con el precio referencial de generación (componentes de energía y capacidad) y el costo de transmisión referido a energía mensual proporcionados por el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE. Estos tres valores son considerados como entradas para iniciar el método de ajuste.

Para la actualización de estos valores reales y observar los resultados en caso de haber modificado los valores iniciales o de haber ingresado nuevos valores, se debe ejecutar el comando VINCULAR DATOS PARA LA EMPRESA.

El momento que el usuario ha ejecutado el botón comando, el programa vincula los valores propios de la empresa seleccionada y muestra los resultados. En este instante, se habilita el botón comando SIGUIENTE, el mismo que permite acceder a la tercera pantalla del proceso de ajuste del VAD.

El proceso secuencial de ajuste del Valor Agregado de Distribución, lleva al usuario hasta la tercera pantalla la misma que, en su diseño, está constituida por los siguientes elementos:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Ajuste_VAD_Proceso
Controles Label	7	LabelXX.lbl
Controles CommandButton	3	CmdSalir ; cmdInicioAjuste; cmdResultados
Control ProgressBar	1	Progressbar1

Previo al inicio del proceso de ajuste del Valor Agregado de Distribución, el usuario deberá ingresar los valores anuales de demanda de energía de la empresa seleccionada y acorde con los valores establecidos

visualizar los resultados del proceso de ajuste del Valor Agregado de Distribución de la empresa seleccionada, utilizando las barras de desplazamiento de la tabla mostrada en pantalla o ejecutando el botón comando RESULTADOS DEL AJUSTE.

En el caso de que el usuario haga uso de la segunda opción, inmediatamente, se desplegará una pantalla con la siguiente estructura:

ELEMENTO	Cantidad	NOMBRE
Módulo de formulario	1	frm_Ajuste_VAD_Resultados
Controles Label	35	LabelXX.Ibl
Controles TextBox	48	Text XX.tex
Controles CommandButton	1	CmdSalir
Control ComboBox	1	cboListaEmpresas
Control ProgressBar	1	ProgressBar1

Esta pantalla es exclusiva de resultados, en la que el usuario puede visualizar en forma mensual la información de los siguientes parámetros resultantes del proceso de ajuste del Valor Agregado de Distribución de la empresa seleccionada:

- ✓ Valor Agregado de Distribución Planificado,
- ✓ Valor Agregado de Distribución Real
- ✓ Variación relativa acumulativa,
- ✓ Valor Agregado de Distribución Estabilizado corregido.

Inicialmente, la pantalla no contiene ningún tipo de información por lo que para poder visualizarla se requiere de que el usuario seleccione el período. La pantalla así ejecutada es la siguiente:

RESULTADOS DEL PROCESO DE AJUSTE DEL VAD

PERÍODO: 2001-2006

EMPRESA: AMBATO

MES: Noviembre

AÑO: 2001

AÑO: 1

UNO	VAD PLANIFICADO		VAD REAL	VAD ACUMULADO	VAD PLANO CORREGIDO
AÑO	MES	US\$/MWh	US\$/MWh	%	US\$/MWh
2001	Octubre				
2001	Noviembre				
2001	Diciembre				
2002	Enero				
2002	Febrero				
2002	Marzo				
2002	Abril				
2002	Mayo				
2002	Junio				
2002	Julio				
2002	Agosto				
2002	Septiembre				

SAIR

Figura 7.90.- Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE. Opción: REAJUSTE DE VAD. Comando: RESULTADOS DEL PROCESO DE AJUSTE

Finalmente, es importante acotar que a partir de la segunda pantalla de la secuencia del ajuste del Valor agregado de distribución, el usuario dispone del botón comando ATRÁS, que permite descargar la aplicación actual y volver a la aplicación anterior, sea para modificar o ingresar valores o para realizar una nueva selección de la empresa o del mes de ajuste.

7.6 LAS BASES DE DATOS.-

Debido a que en los procedimientos de cálculo del Valor Agregado de Distribución, Cargos Tarifarios y Reajuste de Tarifas Eléctricas se maneja una gran cantidad de datos de entrada, de los cuales se obtiene, en igual forma, gran cantidad de resultados, fue necesario elaborar una base de datos en la que se almacenen los mismos y que se encuentren a disposición del usuario para recuperarlos o modificarlos en cualquier instante, utilizando las del diferentes aplicaciones del programa computacional desarrollado.

El programa utiliza dos base de datos denominadas:

1. BASE_CONELEC; y,
2. AJUSTES.

La base de datos BASE_CONELEC es utilizada par almacenar toda la información ingresada para el cálculo del Valor Agregado de Distribución así como los resultados obtenidos; en tanto que, la base de datos AJUSTE, se utiliza para almacenar toda la información ingresada y calculada en los procesos de ajuste de Tarifas Eléctricas.

La conexión a cada una de la base de datos creadas se la realiza a través de dos controladores de base de datos para Microsoft Access creados en el Administrador de orígenes de datos ODBC, que se encuentran identificado con los nombres:

1. ODBCProyecto; y,
2. ODBCajustes.

El primer controlador está dado para la base de datos BASE_CONELEC; en tanto que el segundo, está relacionado con la base de datos AJUSTE. Es importante acotar que, la ubicación de las dos bases de datos está dada por el siguiente path:

C:\ Mis Documentos\

Si el usuario desea cambiar la ubicación de las bases de datos, debe establecer la nueva ubicación a los controladores o drivers de las mismas.

7.6.1 BASE DE DATOS: BASE CONELEC.-

Esta base de datos está constituida por las siguientes tablas:

- empresas
- vidaUtiles
- factoresNodo
- factorResponsabilidadCarga

- Cartilla_VAD_2001_2002
- Cartilla_VAD_2002_2003
- Cartilla_VAD_2003_2004
- Cartilla_VAD_2004_2005
- Resultados_VAD_2001_2002
- Resultados_VAD_2002_2003
- Resultados_VAD_2003_2004
- Resultados_VAD_2004_2005

- ActivosEmpresas
- ActivosIndices
- GastosEmpresas
- costos
- factoresExpansion
- Auxiliar_MatrizCostos
- Cargos_Tarifarios

7.6.2 BASE DE DATOS: AJUSTES.-

Esta base de datos está constituida por las siguientes tablas:

- AjusteVadAños
- AjusteVadMeses
- CostosMedios
- CostosPotencia
- GeneracionAdicional
- Matriz
- PrecioPotencia

- PRG
- PrincipalAjustePRG
- AuxiliarAjustePRG

- TTx
- PrincipalAjusteTTx
- AuxiliarAjusteTTx
- Demandas_Energia_Año
- Demandas_Energia_Mes

- AMBATO
- AZOGUES
- BOLIVAR
- CENTROSUR
- COTOPAXI
- ELORO
- EMELEC
- EMELGUR
- ESMERALDAS
- LOSRIOS
- MANABI
- MILAGRO
- NORTE
- QUITO
- RIOBAMBA
- STAELENA
- STODOMINGO
- SUR

7.6.3 ADMINISTRADOR DE ORÍGENES DE DATOS ODBC.-

Esta herramienta del sistema windows es utilizada para la conexión de las aplicaciones del programa con cada una de las bases de datos creadas, de tal forma que mediante estos controladores se puede recuperar o almacenar datos.

Dentro de este administrador de orígenes de datos ODBC, el programa computacional utiliza el DSN USUARIO u origen de datos usuario ODBC, el mismo que almacenará información de cómo conectarse al proveedor de datos indicado. Además, un origen de datos usuario ODBC sólo se puede ver y usar en el equipo actual.

Como se mencionó anteriormente, en el diseño del programa computacional se utiliza dos controladores, especificados para cada una de las bases de datos, los que son indispensables para el buen funcionamiento del programa y que deben ser creados, en forma independiente, en el equipo en el que se instale el programa. Para lo cual es necesario que el usuario del programa, antes o después de instalarlo proceda a crear los controladores siguiendo los siguientes pasos:

Utilizando el mouse o las teclas respectivas, se accede al menú de Inicio, en este menú se despliega el submenú de la opción CONFIGURACIÓN y se escoge PANEL DE CONTROL.

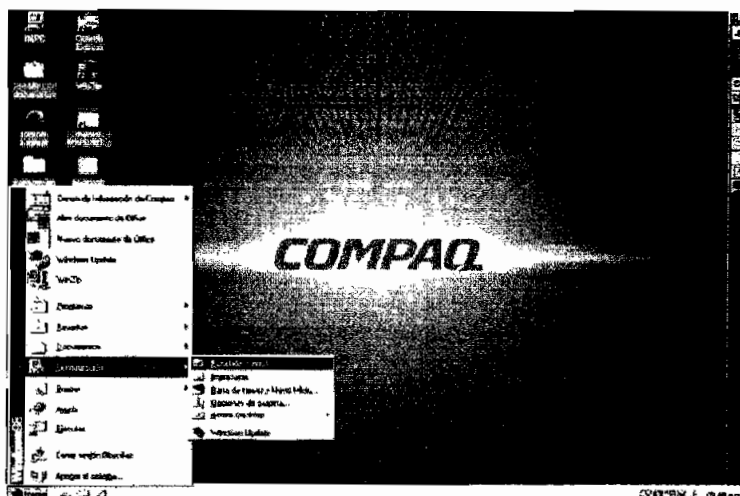


Figura 7.91.- Proceso para crear los controladores ODBC

Una vez hecha esta selección se desplegará la siguiente pantalla de Windows, la misma que contiene varios íconos de acceso directo a diferentes aplicaciones de las cuales el usuario deberá escoger el ícono denominado "Fuentes de datos ODBC (32 bits)".

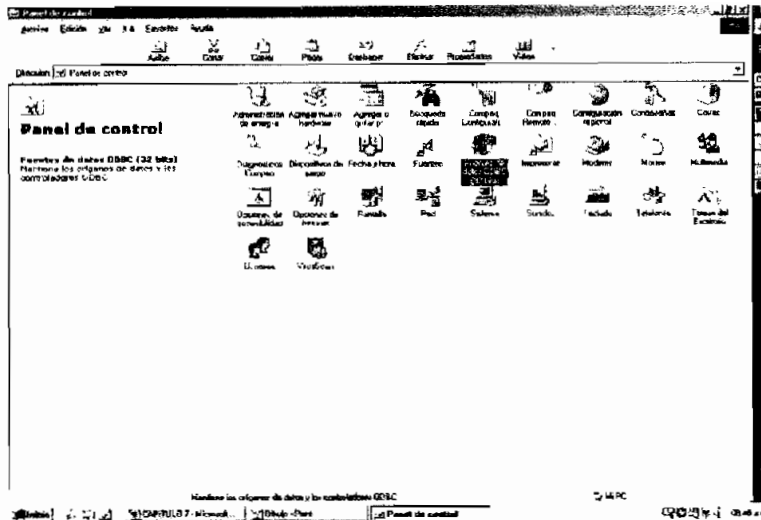


Figura 7.91.- Proceso para crear los controladores ODBC

La opción escogida desplegará la pantalla del “Administrador de orígenes de datos ODBC”, en la que se debe escoger la opción DSN Usuario y luego, de la lista de controladores, que el usuario podrá visualizar, debe seleccionar la opción MS Access Database y luego ejecutar Agregar:

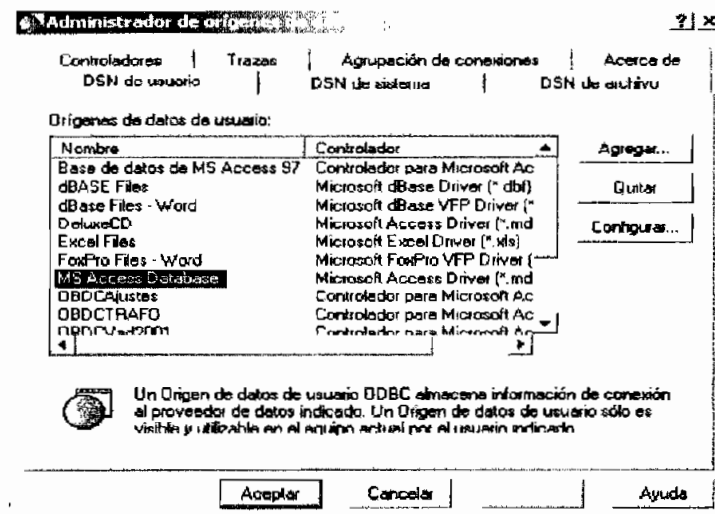


Figura 7.91.- Proceso para crear los controladores ODBC

Una vez hecho este último paso, se despliega una pantalla donde, el usuario debe seleccionar el tipo de controlador que va a instalar en el origen de datos, obviamente, el controlador a escoger será Microsoft Access Driver (*.mdb) y luego, ejecutar el comando Finalizar.

Luego de ejecutar el comando finalizar, el usuario podrá visualizar una pantalla donde debe asignar el nombre del controlador y especificar el path de ubicación de la base de datos, esta última acción se la puede realizar utilizando el botón comando Seleccionar, el mismo que permite navegar en la unidad hasta encontrar el nombre de la base de datos que le corresponde al controlador.

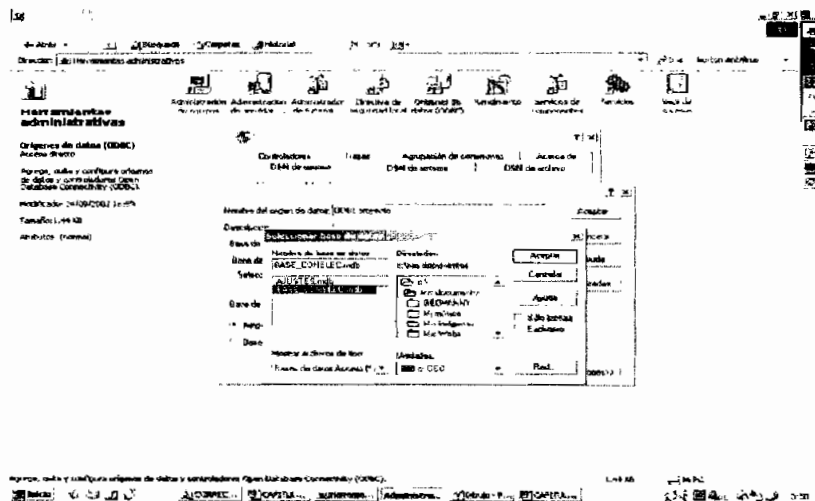


Figura 7.91.- Proceso para crear los controladores ODBC

A partir de esta última acción, el usuario deberá seleccionar la opción Aceptar de cada una de las pantallas desplegadas hasta volver a la ventana perteneciente al Panel de Control, con lo que habrá finalizado la instalación o creación del controlador.

7.7 SALIDA A IMPRESORAS.-

El programa computacional permite la obtención impresa de resultados consolidados, para lo cual dispone de botones de comando que el usuario puede ejecutarlos.

Para el buen funcionamiento de esta opción es necesario que, dentro de la instalación del programa computacional, el usuario cree un archivo Excel auxiliar con el nombre: **“Reporte”** y con el siguiente path de ubicación:

C:\Mis documentos\temp\Reporte

CAPITULO 8:

8. CONCLUSIONES Y COMENTARIOS.-

Una vez finalizada la elaboración e implementación del Programa Computacional y el texto de este proyecto de titulación se establecen las siguientes conclusiones:

1. La metodología utilizada para la determinación de las Tarifas Eléctricas en el Ecuador cumple con lo establecido la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, pues dentro de su estructura se cubren todos los costos que representa generar, transmitir y realizar el suministro de energía eléctrica al usuario final. El inconveniente que se presenta y que afecta a la correcta aplicación de las tarifa meta es que aún, en ciertos tipos de tarifa por ejemplo la Residencial, no se ha logrado aplicar los costos reales, es entonces necesario que se retorne al proceso de incrementos mensuales de los tipos de tarifa en los que no se ha alcanzado dichos valores meta.

Es importante que dentro del proceso para obtener este objetivo se conjugue con políticas y medidas que tengan el menor impacto social.

2. El proceso actual para la recopilación y validación de la información económica, enviada por las empresas distribuidoras, requiere que el ente regulador intervenga directamente en la gestión económica de las mismas, aspecto que se lo debe optimizar a través de la implementación de las unidades de propiedad estándar, pues de la experiencia se ha detectado que la empresas distribuidoras asignan valores, en las diferentes etapas funcionales, de activos o gastos sobreestimados, los mismos que incrementan el Valor Agregado de Distribución en forma especulativa e incorrecta.

3. Con la implementación de las Unidades de Propiedad Estándar no se requerirá de procesos de valoración para establecer el valor de activos en servicio de la empresa, sino que se establecerá dicho valor en función del número de unidades y su valoración respecto de los precios de mercado del año en los que se realicen los estudios. Por lo tanto, el ente regulador para la validación de la información económica se remitirá, únicamente, a la verificación de la existencia de las unidades reportadas.
4. El objetivo principal logrado mediante la implementación de la Cartilla para la recopilación de datos es que se ha unificado los criterios, que las unidades encargadas de los estudios de cada empresa deben tener en cuenta para la asignación de cada una de las variables necesarias para los estudios del Valor Agregado de Distribución. En igual forma, se les ha proporcionado un modelo alternativo para la elaboración y presentación de sus estudios, tomando en cuenta que existen empresas que en dichos estudios enviaban exagerada y otras insuficiente información.
5. Como se mencionó en uno de los capítulos del presente trabajo, se debe emprender un proceso estratégico, en cada empresa distribuidora, cuyo objetivo sea la identificación de los activos que realmente se encuentran en servicio y pertenecen a la empresa, aquellos que aún se encuentren dentro de los límites de vidas útiles para ser considerados dentro de la asignación de activos y aquellos que son parte de bodega, pues sería importante que los principales ejecutivos de las empresas tomen en cuenta que el hecho de mantener retenidos gran cantidad de elementos en bodega y no expandir el suministro de energía eléctrica dentro de su área de concesión en forma eficiente, va en contra de la valoración de sus activos para efectos de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

6. Luego de haber realizado los estudios de costos utilizando tanto la metodología de la Matriz de transacciones, propuesto en el presente estudio del Valor Agregado de Distribución, como la metodología de los factores de expansión de pérdidas se optó por éste último, como el idóneo en cuanto a sus resultados. Lo que no sugiere que el primer método no sea factible de revisión y corrección, para su correcta aplicación.

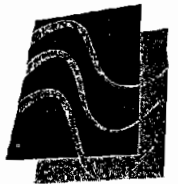
7. Una modificación fundamental incorporada en el estudio de costos vigente realizado para la determinación del Valor Agregado de Distribución, y por consiguiente, de los Precios Medios de cada empresa distribuidora, es el tratamiento de los Grandes Consumidores, pues en este proceso se ha considerado no solo el transporte de potencia por el cual el Gran Consumidor paga el valor del peaje correspondiente, sino que se ha incluido un reconocimiento por las pérdidas ocasionadas por el transporte de la energía, ésto debido a que en ciertos casos existe una diferencia entre el punto donde el CENACE realiza la medición y el punto donde realmente se hace la entrega y mide la empresa distribuidora. Aspecto que no ha sido considerado en el estudio anterior.

Este reconocimiento por el transporte de energía de Grandes Consumidores constituye, además, en un factor que no se lo considera en la metodología de la Matriz de Transacciones.

8. El criterio más importante, que se debe resaltar, en la metodología de la Matriz de Transacciones, es aquel que está relacionado con el establecimiento de un balance final de ingresos y egresos de la empresa distribuidora, pues, en dicho balance se puede observar que los valores calculados tanto de costos medios unitarios por nivel de tensión y valores de peajes por punto de entrega son equivalentes a la tarifa media calculada.

ANEXO 1

ANEXO 2



CERTIFICADO

En mi calidad de Secretario General del **CONELEC, CERTIFICO** que el Directorio de la Institución en sesión realizada el 30 de octubre de 2002, **RESUELVE:**

"0284/02

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

CONSIDERANDO:

Que, de conformidad con lo determinado en el Art. 57 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el CONELEC debe fijar y publicar anualmente las tarifas de transmisión y de distribución, así como sus fórmulas de reajuste, para que entren en vigencia el 30 de octubre del año que corresponda;

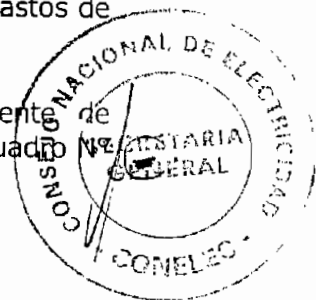
Que, de acuerdo con la filosofía de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, los pliegos tarifarios deben ajustarse a los principios establecidos en la misma;

En ejercicio de las facultades otorgadas por: el literal d) del Art. 13, Arts. 53 y 55 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico; Arts: 82 y 85 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley ibidem y en aplicación del Reglamento Codificado de Tarifas.

Y, luego de haber conocido el Memorando N° DE-02-0676 de 22 de octubre de 2002, que adjunta el Memorando No. 0173-2002-DT, con el cual la Dirección de Tarifas presenta el documento titulado "Análisis de Costos y Fijación de Tarifas para las Empresas Eléctricas Sujetas a Regulación de Precios – Octubre/2002" y Anexo, y el Memorando No. CD-02-0031 de 23 de octubre de 2002, del informe de la Comisión de Directorio; y, en base a las modificaciones efectuadas a los gastos directos de operación y mantenimiento de la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., presentada con Oficio No. AT-FY-0811-02 de 29 de octubre de 2002, y considerados por este Directorio, por mayoría

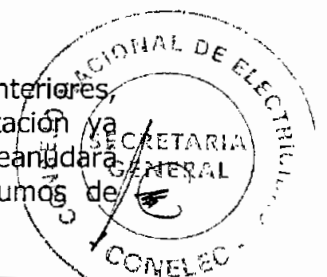
RESUELVE

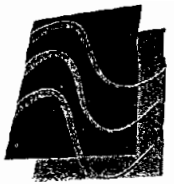
1. Acoger el estudio presentado; con las modificaciones introducidas en los gastos de operación y mantenimiento de EMELEC
2. Aprobar el Precio Unitario de Potencia para Remuneración (componente de potencia), de US\$ 5,70/kW-mes, según el detalle que se presenta en el Cuadro N° 1 del Informe.





3. Aprobar el Precio Referencial de Generación Estabilizado (componente de energía en la barra de mercado) por un valor de US\$ 0,0450/kWh, cuyo resumen de cálculo consta en el Cuadro N° 2 del Informe, valor que ha sido determinado sobre la base del estudio entregado por el CENACE,
4. Aprobar los Factores de Nodo entregados por el CENACE, cuyos valores constan en el Cuadro N° 3 del Informe.
5. Aprobar la Tarifa de Transmisión, que deberá ser pagada por cada distribuidor o gran consumidor, por el valor de US\$ 3,27/KW-mes de demanda máxima no coincidente registrada en las barras de entrega al distribuidor o gran consumidor, en el mes que corresponda, de conformidad con la información entregada por la Empresa de Transmisión TRANSELECTRIC, que consta en el Cuadro N° 4 del Informe.
6. Aprobar la modificación de la estructura de la tarifa de transmisión, una vez que TRANSELECTRIC, suscriba los contratos de conexión con los agentes conectados al Sistema Nacional Interconectado, definiendo un cargo único por transporte y un cargo por conexión.
7. Aprobar los Valores Agregados de Distribución (VAD) de las Empresas Eléctricas Distribuidoras, conforme su detalle de cálculo que constan en los Cuadros Nos. 5 al 24 del Informe.
8. Los valores que constan en el Cuadro No. 18, constituyen a la vez los Peajes de Distribución y los que constan en el cuadro No. 20 los valores para el reconocimiento por las pérdidas de transporte de energía de los grandes consumidores.
9. Para las Empresas Eléctricas no incorporadas: Sucumbíos y Galápagos, se aprueban los resultados de los estudios para el cálculo de las tarifas para consumidores finales, y para alumbrado público, que constan en los Cuadros Nos. 25 y 26 respectivamente.
10. Mantener el procedimiento que se aplica para la determinación del subsidio cruzado a favor de los consumidores de escasos recursos del sector residencial del servicio de energía eléctrica, según se recomienda en la sección 6 del Informe.
11. Aprobar el texto del Pliego Tarifario para el período noviembre/02-octubre/03, con las modificaciones introducidas.
12. Mantener la metodología vigente para las fórmulas de reajuste.
13. Aprobar los "Cargos Tarifarios de las Empresas Eléctricas. Nov/02-Oct/03", para consumidores finales, y para alumbrado público, cuyo detalle se presenta en el Anexo correspondiente.
14. La meta para alcanzar los valores de tarifas señalados en los numerales anteriores, se determinará conforme al cronograma y la estrategia de implementación ya anteriormente establecidos por este Directorio, y consiguientemente se reanudarán la aplicación del sistema de ajustes mensuales, a partir de los consumos de



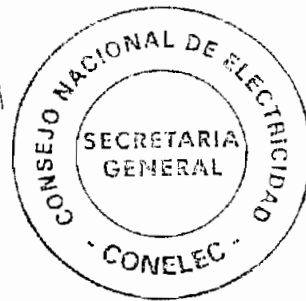


enero/03, emisión febrero/03, hasta que se alcancen dichas tarifas. En el caso de aquellas tarifas que de conformidad con el plan en vigencia, han alcanzado los valores de precio real establecidos en el estudio aprobado en esta fecha, se mantendrán en esos niveles.

La presente Resolución, en los términos que anteceden, entrará en vigencia, el día 30 de octubre de 2002, y se aplicará a los consumos y servicios que se realicen a partir del 1 de noviembre del mismo año, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial.

Quito, a 20 de Noviembre de 2002

Lcdo. Carlos Calero M.
SECRETARIO GENERAL



ANEXO 3

INDICE DE FIGURAS

<u>Figura</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>PÁG.</u>
CAPÍTULO 1		
1.1	Diagrama de un sistema típico de distribución, mostrando sus etapas funcionales.	5
1.2	Esquema de un circuito de subtransmisión radial.	6
1.3	Esquema de un circuito de subtransmisión en anillo.	7
1.4	Esquema de un circuito de subtransmisión mallado.	8
1.5	Repartición de los costos para un transformador típico de una subestación de distribución.	10
1.6	Diseño básico de una S/E de distribución.	11
1.7	Esquema de una S/E de distribución con varios alimentadores primarios.	11
1.8	Esquema de una S/E de distribución con posible alimentación mediante un circuito auxiliar de subtransmisión.	13
1.9	Esquema de una S/E de distribución con dos transformadores y doble línea de alimentación.	14
1.10	Esquema de una S/E de distribución con transferencia automática por medio de dos disyuntores.	14
1.11	Esquema de una S/E de distribución con transferencia automática por medio de dos transformadores y un disyuntor de transferencia en las barras de baja tensión.	15
1.12	Esquema de una S/E de distribución con transferencia automática por medio de dos transformadores y un disyuntor de transferencia en la barra de alta tensión y otro en baja tensión.	16
1.13	Esquema de una S/E de distribución con un transformador y doble línea de alimentación.	17
1.14	Esquema de una S/E de distribución con dos transformadores y una línea de alimentación por cada transformador.	18
1.15	Esquema de una S/E de distribución de gran potencia con cuatro transformadores y doble juego de barras en AT y BT	19
1.16	Esquema de una red primaria ramificada.	21
1.17	Esquema de una red primaria alimentadores y centros de distribución	22
1.18	Esquema de una red primaria mallada.	23
1.19	Esquema de una red secundaria de distribución. CASO 1.	26
1.20	Esquema de una red secundaria de distribución. CASO 2.	27
1.21	Esquema de un circuito de alumbrado público a corriente constante.	32
1.22	Esquema de una acometida aérea.	33
1.23	Esquema de una acometida subterránea.	34
1.24	Esquema de una acometida aérea con entrada subterránea.	36
CAPITULO 3		
3.1	Índices de precios e inflación en Estados Unidos	57
3.2	Índices de precios e inflación nacional.	58
3.3	Balance físico.	76
3.4	Criterio para la asignación de inversiones a considerar en el VAD	87

INDICE DE FIGURAS

<u>Figura</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>PÁG.</u>
CAPÍTULO 4		
4.1	Esquema para la asignación de Activos en servicio.	97
4.2	Energía demandada mensual por abonado en función de la densidad del servicio de las Empresas Eléctricas de Distribución. Período 2001 - 2002	101
4.3	Esquema para la asignación de Costos de Operación y Mantenimiento.	102
4.4	Esquema para el flujo físico de potencia y energía.	112
4.5	Esquema para el flujo físico y ubicación de los factores de expansión de pérdidas.	145
4.6	Esquema para la asignación de costos de Comercialización.	165
CAPÍTULO 7		
7.1	Pantalla: Presentación	243
7.2	Pantalla: Menú Principal	244
7.3	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES	245
7.4	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS	246
7.5	Pantalla: Submenú Principal: MÉTODO DE REAJUSTE	246
7.6	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario de la opción CARTILLA.	248
7.7	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario de la opción DATOS FISICOS	248
7.8	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS FISICOS. Opción: FUENTES	249
7.9	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS FISICOS. Opción: USOS	251
7.10	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS FISICOS. Opción: USOS - VENTAS	253
7.11	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS FISICOS. Opción: USOS - ENTREGAS	254
7.12	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS FISICOS. Opción: USOS - PERDIDAS TECNICAS	254
7.13	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS FISICOS. Opción: USOS - PERDIDAS NO TECNICAS	254
7.14	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario de la opción DATOS ECONOMICOS	256

INDICE DE FIGURAS

<u>Figura</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>PÁG.</u>
7.15	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS ECONÓMICOS. Opción: ACTIVOS	256
7.16	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS ECONÓMICOS. Opción: ACTIVOS. Comando: INDICES DE INFLACI	258
7.17	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS ECONÓMICOS. Opción: ACTIVOS. Comando: REVALORIZACION DE ACTIVOS	259
7.18	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS ECONÓMICOS. Opción: COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIM.	260
7.19	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Submenú secundario: DATOS ECONÓMICOS. Opción: COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIM. Comando: INGRESAR.	261
7.20	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Opción: DATOS COMERCIALES	262
7.21	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Opción: DATOS COMERCIALES MEDIA TENSIÓN.	264
7.22	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Opción: DATOS COMERCIALES BAJA TENSIÓN.	264
7.23	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Opción: DATOS COMERCIALES Comando: ABONADOS.	265
7.24	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Opción: RESULTADOS	266
7.25	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Opción: RESULTADOS Mensaje: REPORTE DE LA INFORMACIÓN INGRESADA	268
7.26	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Opción: RESULTADOS Presentación de resultados.	268
7.27	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Opción: RESULTADOS Comando: PÉRDIDAS	269
7.28	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Opción: RESULTADOS Comando: FLUJO FÍSICO	270
7.29	Pantalla: Submenú Principal: MATRIZ DE TRANSACCIONES. Submenú secundario: CARTILLA. Opción: RESULTADOS Comando: COSTOS MEDIOS	271

<u>Figura</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>PÁG.</u>
7.46	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú secundario: FACTORES DE EXPANSIÓN DE PERDIDAS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS - ENTREGAS A GRANDES CONSUMIDORE	284
7.47	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú secundario: FACTORES DE EXPANSIÓN DE PERDIDAS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS - VENTAS POTENCIA	284
7.48	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú secundario: FACTORES DE EXPANSIÓN DE PERDIDAS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS - VENTAS ENERGÍA	285
7.49	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Opción:COMERCIALIZACIÓN	285
7.50	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Opción:COMERCIALIZACIÓN. Comando: ACTUALIZAR	286
7.51	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Opción:COMERCIALIZACIÓN. Mensaje de error.	287
7.52	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú secundario de la opción: ESTUDIO DE COSTOS.	287
7.53	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: POR EMPRESA	288
7.54	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: POR EMPRESA. Comando: ACTUALIZAR.	289
7.55	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS Selección: COSTO PROPIO DE POTENCIA	290
7.56	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS Selección: COSTO PROPIO DE POTENCIA REFERIDO A ENERGIA	290
7.57	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS Selección: COSTO ACUMULADO DE POTENCIA	291
7.58	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS Selección: COSTO REAL DE POTENCIA	291
7.59	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS Selección: COSTO PEAJES DE POTENCIA	291
7.60	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS Selección: COSTO DE POTENCIA REFERIDO A ENERGIA	292
7.61	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS Selección: COSTOS DE ENERGIA	292
7.62	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS Selección: PEAJES DE ENERGIA	292

INDICE DE FIGURAS

<u>Figura</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>PÁG.</u>
7.63	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Submenú secundario: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: TODAS LAS EMPRESAS Selección: COSTO TOTAL REFERIDO A ENERGIA.	293
7.64	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: PRECIOS MEDIOS. Pantalla inicial.	293
7.65	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: PRECIOS MEDIOS. Comando: CALCULAR	295
7.66	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: PRECIOS MEDIOS. Comando: CALCULAR. Selección: TOTAL	295
7.67	Pantalla: Submenú Principal: ESTUDIO DE COSTOS. Opción: CARGOS TARIFARIOS.	296
7.68	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE PRG. Submenú secundario de la opción INGRESO DE DATOS	298
7.69	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE PRG. Submenú secundario: INGRESO DE DATOS. Opción: DEMANDAS DE ENERGIA.	298
7.70	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE PRG. Submenú secundario: INGRESO DE DATOS. Opción: COSTOS MARGINALES.	299
7.71	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE PRG. Submenú secundario: INGRESO DE DATOS. Opción: GENERACIÓN ADICIONAL.	300
7.72	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE PRG. Submenú secundario: INGRESO DE DATOS. Opción: DEMANDAS DE POTENCIA.	301
7.73	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE PRG. Submenú secundario: INGRESO DE DATOS. Opción: COSTO DE POTENCIA.	302
7.74	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS	303
7.75	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS Opción CALCULO PRG. Comando: ACTUALIZAR	304
7.76	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS Opción CALCULO PRG. Comando: PRG (ENERGIA)	305
7.77	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS Opción CALCULO PRG. Comando: PRG (POTENCIA)	306
7.78	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS Opción CALCULO PRG. Comando: PRG	307
7.79	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS Opción AJUSTE PRG. Comando: PRG MENSUAL (CENACE)	308

INDICE DE FIGURAS

<u>Figura</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>PÁG.</u>
7.80	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS Opción: AJUSTE PRG. Comando: INICIAR PROCESO DE AJUSTE	309
7.81	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE PRG. Submenú secundario: RESULTADOS Opción: AJUSTE PRG. Comando: RESULTADOS DE AJUSTE	310
7.82	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE TARIFA DE TRANSMISIÓN. Opción: CALCULO DE TARIFA DE TRANSMISION. Comando: ACTUALIZAR	312
7.83	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE TARIFA DE TRANSMISIÓN. Opción: AJUSTE DE TARIFA DE TRANSMISION. Comando: TARIFA DE TRANSMISIÓN REAL MENSUAL.	313
7.84	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE TARIFA DE TRANSMISIÓN. Opción: AJUSTE DE TARIFA DE TRANSMISION. Comando: INICIAR PROCESO DE AJUSTE	314
7.85	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Submenú secundario: REAJUSTE TARIFA DE TRANSMISIÓN. Opción: AJUSTE DE TARIFA DE TRANSMISION. Comando: RESULTADOS DEL PROCESO DE AJUSTE.	315
7.86	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Opción: REAJUSTE DEL VAD. Comando: INGRESAR PRECIOS REALES	316
7.87	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Opción: REAJUSTE DEL VAD. Comando: VINCULAR DATOS	317
7.88	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Opción: REAJUSTE DEL VAD. Comando: DEMANDAS DE ENERGIA	319
7.89	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Opción: REAJUSTE DEL VAD. Comando: INICIAR AJUSTE	319
7.90	Pantalla: Submenú Principal: METODO DE REAJUSTE. Opción: REAJUSTE DEL VAD. Comando: RESULTADOS DEL AJUSTE.	321
7.91	Pasos para crear los controladores OBDC.	325

ANEXO 4

INDICE DE TABLAS

<u>TABLA</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>PÁG.</u>
CAPÍTULO 3		
3.1	Indices de precios e inflación en los Estados Unidos.....	57
3.2	Indices de precios e inflación nacional.....	58
3.3	Costo Unitario de comercialización consolidado nacional. Período 2002 - 2003.....	61
3.4	Vida útil de activos en servicio por etapa funcional.....	62
3.5	Hipótesis de requerimiento de energía y potencia. Período 2002 - 2006.....	65
3.6	Hipótesis sobre la expansión del parque de generación. Período 2002 - 2006.....	66
3.7	Hipótesis sobre la estimación de los precios de los combustibles. Período 2002 - 2006.....	66
3.8	Componete de energía del Precio Referencial de Generación Período 2002 - 2006.....	67
3.9	Precio Unitario de potencia para remuneración. Período 2002 - 2006	68
3.10	Tarifa de Transmisión. Período 2002 - 2006.....	72
3.11	Factores de Nodo para las Empresas Eléctricas de Distribución.....	74
3.12	Variables propias de las empresas distribuidoras.....	84
CAPÍTULO 4		
4.1	Composición porcentual de activos en servicio considerada en el método de revalorización.....	94
4.2	Activos en servicio, por etapa funcional, de la E.E. Ambato reportados en Cartilla Período 2001 - 2002.....	95
4.3	Activos en servicio, por etapa funcional, de la E.E. Ambato calculados por el CONELEC. Período 2001 - 2002.....	96
4.4	Activos en servicio, por etapa funcional, de la E.E. Ambato calculados por el CONELEC. Año 2000.....	96
4.5	Total de activos en servicio asignados a las empresas distribuidoras Período 2001 - 2002.....	97
4.6	Evolución de los costos de operación y mantenimiento debido al proceso inflacionario interno.....	99
4.7	Parámetros considerados para la determinación de los costos de operación y mantenimiento. Período 2001 - 2002.....	100
4.8	Costos de operación y mantenimiento Estandarizados. Período 2001 - 2002.....	101
4.9	Total de costos de operación y mantenimiento asignados a las empresas distribuidoras. Período 2001 - 2002.....	103
4.10	ANEXO A de la Regulación No. CONELEC 003/99.....	104
4.11	Porcentajes de pérdidas aceptadas de las empresas distribuidoras Período 2001 - 2002.....	105
4.12	Variables de entorno para el cálculo del VAD 2002-2003.....	106

INDICE DE TABLAS

<u>TABLA</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>PÁG.</u>
4.13	Datos Físicos de la E.E. Centro Sur. Período 2001 - 2002.....	107
4.14	VARIABLES Económicas de la E.E. Centro Sur. Período 2001 - 2002.....	108
4.15	Flujo físico para la E.E. Centro Sur. Período 2001 - 2002.....	115
4.16	Anualidades por etapa funcional de la E.E. Centro Sur Período 2001 - 2002.....	116
4.17	Anualidades redistribuidas para la E.E. Centro Sur. Período 2001 - 2002.....	118
4.18	Costos de operación y mantenimiento para la E.E. Centro Sur. Período 2001 - 2002.....	119
4.19	Costo Total del servicio de la E.E. Centro Sur. Período 2001 - 2002....	120

CAPÍTULO 6

6.1	Demandas de energía y precios spot mensuales planificados. Período Oct. 2002 - Sept. 2006.....	202
6.2	Costos de generación adicional y Precio Referencial de Generación estabilizado. Período Oct. 2002 - Sept. 2006.....	204
6.3	Precios referenciales de generación, componente de energía, planificados. Período Oct. 2002 - Sept. 2006.....	205
6.4	Parámetros para los costos de potencia. Período Oct. 2002 - Sept. 2006.....	207
6.5	Precios referenciales de generación, componente de capacidad, planificados. Período Oct. 2002 - Sept. 2006.....	209
6.6	Precios Referenciales de Generación Planificados. Período Oct. 2002 - Sept. 2006.....	210
6.7	Ingresos Planificados. Período Oct. 2002 - Sept. 2006.....	211
6.8	Vector de variaciones absolutas del PRG. Período Oct. 2002 - Sept. 2006.....	212
6.9	Cálculos y resultados del proceso de ajuste, para Nov y dic 2001 correspondiente al primer año del período.....	215
6.10	Cálculos y resultados del proceso de ajuste, para Nov y dic 2001 correspondiente al segundo año del período.....	216
6.11	Cálculos y resultados del proceso de ajuste, para Nov y dic 2001 correspondiente al tercer año del período.....	216
6.12	Cálculos y resultados del proceso de ajuste, para Nov y dic 2001 correspondiente al cuarto año del período.....	217
6.13	Evolución de la Tarifa de Transmisión para los períodos: Oct. 2001 - Sept. 2005 y Oct. 2002 - Sept. 2006.....	219
6.14	Tarifa de Transmisión planificadas referidas a energía. Período Oct. 2002 - Sept. 2006.....	220
6.15	Ingresos Planificados. Período Oct. 2002 - Sept. 2006.....	221
6.16	Tarifa de transmisión real de Nov y dic 2001. Vector de variacio- nes absolutas. Período Oct. 2002 - Sept. 2006.....	222
6.17	Cálculos y resultados del proceso de ajuste de la Tarifa de Trans- misión, para Nov y dic 2001. Primer año del período.....	225

INDICE DE TABLAS

<u>TABLA</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>PÁG.</u>
6.18	Cálculos y resultados del proceso de ajuste de la Tarifa de Transmisión, para Nov y dic 2001. Segundo año del período.....	226
6.19	Cálculos y resultados del proceso de ajuste de la Tarifa de Transmisión, para Nov y dic 2001. Tercer año del período.....	226
6.20	Cálculos y resultados del proceso de ajuste de la Tarifa de Transmisión, para Nov y dic 2001. Cuarto año del período.....	227
6.21	Proyección de las demandas anuales de energía por empresa.....	228
6.22	Demandas mensuales planificadas de energía para la E.E. Ambato Período Oct. 2002 - Sept. 2006.....	230
6.23	Tarifa Media y VAD propio. Estudio de Costos 2002.....	231
6.24	VAD Propio, VAD Planificado para los meses de Nov y dic 2001. Ingresos planificados. Período Oct. 200 - Sept. 2005.....	233
6.25	VAD Real para Nov y dic 2001. Vector de variaciones absolutas. Período Oct. 2001 - Sept. 2005.....	234
6.26	Cálculos y resultados del proceso de ajuste del VAD para el mes de Nov y dic 2001 de la E.E. Ambato. Primer año del período.....	237
6.27	Cálculos y resultados del proceso de ajuste del VAD para el mes de Nov y dic 2001 de la E.E. Ambato. Segundo año del período.....	238
6.28	Cálculos y resultados del proceso de ajuste del VAD para el mes de Nov y dic 2001 de la E.E. Ambato. Tercer año del período.....	238
6.29	Cálculos y resultados del proceso de ajuste del VAD para el mes de Nov y dic 2001 de la E.E. Ambato. Cuarto año del período.....	239

REFERENCIAS BIBLIOGRÀFICAS

1. **“ANÁLISIS DE COSTOS Y FIJACIÓN DE TARIFAS PARA EMPRESAS ELÉCTRICAS SUJETAS A REGULACIÓN DE PRECIOS. Octubre 2002”**
Dirección de Tarifas – Consejo Nacional de Electricidad
2. **“ANÁLISIS DE COSTOS Y FIJACIÓN DE TARIFAS PARA EMPRESAS ELÉCTRICAS SUJETAS A REGULACIÓN DE PRECIOS. Septiembre 2001”**
Dirección de Tarifas – Consejo Nacional de Electricidad
3. **“REAJUSTE DE TARIFAS ELÉCTRICAS. Noviembre y Diciembre 2001.”**
Dirección de Tarifas – Consejo Nacional de Electricidad
4. **“CARTILLA PARA RECOPIACIÓN DE DATOS. VAD Y TARIFAS”**
Dirección de Tarifas – Consejo Nacional de Electricidad. Abril 2002
5. **“VAD Y TARIFAS. RESULTADOS 2002 - 2003”**
Dirección de Tarifas – Consejo Nacional de Electricidad. Abril 2002
6. **“SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN”**
PEREZ Alonso J.M. PARANINFO S.A. Madrid
7. **“LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO”.**
8. **“REGLAMENTO DE TARIFAS”**
9. **“MICROSOFT VISUAL BASIC 6.0 . MANUAL DEL PROGRAMADOR”**
SÀNCHEZ Vaquero Antonio. McGraw Hill /Interamericana de España
1998
10. **“MATEMÁTICAS FINANCIERAS”**
ALVAREZ Alberto. McGraw Hill /Interamericana de España
Segunda Edición.
11. **“GUÍAS VISUALES DE ACCES 97”**
PARDO Niebla Miguel Ediciones ANAYA MULTIMEDIA S.A. Madrid
Tercera Edición.