



# Venezuela

## *Análisis del Sector Eléctrico*



Corporación Andina de Fomento - CAF • Vicepresidencia de Infraestructura  
*Informes Sectoriales de Infraestructura • Año 2 N° 7 • Agosto de 2004*

## ÍNDICE

Análisis del Sector Eléctrico Venezolano	2
Actores e Instituciones del Sector Eléctrico venezolano	2
Parque Eléctrico	4
Instituciones en Funcionamiento	6
Ley Orgánica del Servicio Eléctrico	7
Instituciones y Organismos	8
Agentes del Sector Eléctrico	11
Regimen Económico Propuesto	14
Subsidios	20
Régimen Tarifario Vigente	21
Factores de Ajuste	29
Pérdidas de Energía Eléctrica	32
Características del Sector Eléctrico	37
Situación Actual	44
Situación Futura	45

## **Análisis del Sector Eléctrico Venezolano<sup>1</sup>**

El siguiente documento analiza los elementos fundamentales del sector eléctrico venezolano a los fines de proponer políticas públicas que permitan un incremento en la eficiencia y efectividad de las industrias del sector con el objeto de permitir su crecimiento autosostenido. Se encuentra dividido en tres partes. La primera resume la actuación de los participantes y describe los entes que formulan y gestionan las políticas del sector eléctrico venezolano. En ella se presentan los actores que participan en la industria, destacando la elevada participación estatal y la cantidad de filiales que ellas tienen. Posteriormente se analizan los elementos principales de la ley marco, concluyéndose que el marco existente es adecuado pero es requerido el cumplimiento de los lapsos establecidos para la separación de actividades, la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y el desarrollo del mercado mayorista de electricidad. También se concluye que es requerida la aprobación de normas de rango menor para poder llevar a cumplir con los requerimientos de la ley de que todas las actividades que constituyen el servicio eléctrico se realicen bajo los principios de equilibrio económico, confiabilidad, eficiencia, calidad, equidad, solidaridad, no-discriminación y transparencia, a los fines de garantizar un suministro de electricidad al menor costo posible y con la calidad requerida por los usuarios, se analiza el balance entre la oferta y la demanda, así como el ámbito institucional y legal. Existen retos para lograr las condiciones requeridas para poder implantar el marco regulatorio y normativo, incluyendo el saneamiento de las empresas, tanto las públicas como privadas.

Para lograr el cumplimiento del objetivo de equilibrio económico, es necesario llevar las tarifas a un nivel donde se permita cubrir los costos y tener una rentabilidad razonable a fin de incentivar el reemplazo de infraestructura obsoleta y enfrentar los crecientes requerimientos por parte de la demanda. En la segunda parte se presenta el

régimen tarifario vigente donde se presenta, empresa por empresa, las tarifas actuales y su evolución así como los factores que intervienen en su formación. Se analizan los factores de ajuste de las tarifas, mostrando el rezago que han presentado en los últimos meses. Finalmente se presenta en esta sección la evolución de las pérdidas de energía, las cuales se han incrementado de forma significativa en la última década. Para reducir las pérdidas, es necesario tener un basamento legal que permita la coordinación y actuación de los distintos entes involucrados. También, por supuesto, es requerido que se realicen esas actuaciones para lo cual se deberá contar con los recursos, humanos y técnicos, para llevar a cabo tales labores.

En la tercera parte se muestra la evolución de la oferta y la demanda de electricidad, mostrando las variaciones de la generación hidráulica y térmica de acuerdo con la hidrología del Bajo Caroní, donde se concentra una elevadísima proporción de la capacidad de generación hidroeléctrica. También se muestra el balance de electricidad para los próximos años de acuerdo con los estimados de crecimiento de demanda así como los proyectos en curso y planificados para cubrir esa demanda. Se concluye que con la oferta actual y los proyectos en desarrollo es posible atender requerimientos globales de corto y mediano plazo, requiriéndose infraestructura de transmisión para reducir los cuellos de botella existentes.

### **Actores e Instituciones del Sector Eléctrico Venezolano**

#### **Parque Eléctrico**

La industria eléctrica en Venezuela está compuesta por 13 compañías eléctricas, con diverso grado de integración vertical y distintas contribuciones al abastecimiento de la demanda nacional. Cinco de estas compañías son de propiedad estatal y las ocho restantes son privadas. El listado completo de las empresas eléctricas es el siguiente:

---

**1 Este informe fue elaborado por Alberto Levy, Ejecutivo Principal de la Dirección de Análisis y Programación Sectorial (DAPS) de la Vicepresidencia de Infraestructura de la Corporación Andina de Fomento. En la elaboración del documento participó Carolina Betancourt, Consultor de la DAPS.**

## Estatales:

**CVG Electrificación del Caroní Compañía Anónima (EDELCA).** empresa propiedad del Estado, constituida en 1963, adscrita a la Corporación Venezolana de Guayana y cubre la mayor parte del territorio nacional. Ejerce las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Para el año 2003 atendió un mercado de 52.698 gigavatios hora (GWh), entre ventas a usuarios finales y a otras empresas de electricidad. Atiende directamente a 145 grandes clientes finales ubicados en la zona industrial de Guayana, quienes son clientes no regulados y las transacciones se regulan por medio de contratos. A junio de 2004, incluyendo la sexta unidad de Caruachi, posee una capacidad instalada de 14.280 MW en generación hidráulica y 40 MW de generación térmica. Tiene cuatro áreas de negocio: generación, transmisión, distribución y telecomunicaciones, aunque esta última todavía no ofrece servicios a terceros.

**Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE).** Empresa propiedad del Estado con cobertura nacional creada en 1958 con el objetivo de electrificar al país. A pesar de ser un holding de empresas, tiene funciones operativas y a la vez supervisa a sus empresas filiales de generación y distribución. Ejerce parte de las actividades de generación, transmisión, y comercialización de energía. La distribución la realiza a través de sus distribuidores filiales y parte de la generación la realiza a través de sus filiales Planta Centro y DESURCA. Para el año 2003 atendió un mercado de 20.038 GWh entre ventas a usuarios finales y empresas distribuidoras privadas (ELEBOL, CALIFE, ELEVAl y CALEY). Posee una capacidad instalada térmica de 3.010 MW e hidroeléctrica de 620 MW y una demanda de 4.839 MW, cubriendo la diferencia realizando compras de energía a terceros. Sus empresas filiales son:

- **Planta Centro:** Planta térmica con capacidad nominal de 2000 MW, ubicada en el Estado Carabobo. Cuenta con cinco unidades a vapor utilizando como combustible fuel oil y una de ellas también puede utilizar gas natural. Las otras cuatro unidades se encuentran en proceso de reconversión a este último combustible. Se encuentra en operación desde 1978.
- **Compañía Anónima Desarrollo del Uribante Caparo, DESURCA.** Constituida en el año 1990 y es responsable de ejecutar los trabajos de construcción del complejo hidroeléctrico Uribante-Caparo. El objeto del proyecto es dar un uso integral de los recursos hidráulicos de la cuenca Uribante-Caparo en los Andes venezolanos por medio de la conducción de las aguas de una cuenca a otra a través de obras de trasvase como túneles, pozos de descarga y tuberías forzadas. En febrero de 1978 se dió inicio al Desarrollo Uribante Doradas. En 1979 se comenzó la construcción de la Presa La Honda y del Túnel de Trasvase y Central San Agatón. En 1982 se inició la construcción de las presas La Vueltosa y Borde Seco. Los desarrollos son:
  - El Desarrollo I Uribante-Doradas, compuesto por la presa La Honda y la Central San Agatón, en funcionamiento desde septiembre de 1987 y cuenta con una capacidad instalada de 300 MW.
  - El Desarrollo II Doradas-Camburito, conformado por la presa Las Cuevas, la Central Hidroeléctrica Las Coloradas y la derivación Agua Linda-Pajuilas, tiene el proyecto concluido, pero su construcción está diferida. Su capacidad prevista es de 460 MW.
  - El Desarrollo III Camburito-Caparo, conformado por las presas Borde Seco y La Vueltosa, ambas concluidas pero tiene pendiente la construcción de la Central La Vueltosa de 560 MW. En fecha reciente se anunció que será completada en 2006 a un costo de 165 MM\$.

Tiene 5 filiales regionales que prestan servicio a lo largo del territorio nacional:

- ELEORIENTE. Sirve a los estados Anzoátegui, Sucre y Bolívar. En el año 2003 atendió un mercado de 4.735 GWh.
- ELEOCCIDENTE. Sirve a los estados Portuguesa, Cojedes y Falcón, y parcialmente a los estados Carabobo y Yaracuy. En el año 2003 atendió un mercado de 5.803 GWh.
- ELECENRO: Cubre los estados Aragua, Guárico, Apure y Amazonas y parcialmente al Estado Miranda. En el año 2003 atendió un mercado de 5.263 GWh.
- CADELA. Sirve a los estados Trujillo, Mérida, Táchira y Barinas. En el año 2003 atendió un mercado de 2.863 GWh.
- SEMDA. Sirve a los Estados Monagas y Delta Amacuro. Se creó en octubre de 1998 con el objeto de ser privatizada, convirtiéndose en la quinta filial de CADAFE y es una de las dos empresas de Venezuela que posee un contrato de concesión. En el año 2003 atendió un mercado de 1.374 GWh.

**Compañía Anónima Energía Eléctrica de Venezuela, ENELVEN**, estatizada en 1976 de manos de una empresa canadiense, presta servicio en Maracaibo. Tiene dos filiales: Enelgen y Eneldis, encargadas de las actividades de generación y distribución respectivamente. Enelgen posee las plantas, Ramón Laguna, Rafael Urdaneta, Casigua, Concepción y Termozulia, siendo que esta última comenzó operaciones en abril de 2004. Para la fecha cuenta con una capacidad instalada, cien por ciento térmica, de 1.491 MW y una demanda máxima de 1.874 MW cubriendo la diferencia realizando compras de energía a terceros. Eneldis, a su vez, tiene a su vez dos

filiales, Enelven y Enelco quienes sirven a la ciudad de Maracaibo y a la Costa Oriental del Lago respectivamente con entregas de energía de 6.085 GWh y de 2.176 GWh a usuarios finales.

**Compañía Anónima Energía Eléctrica del Barquisimeto ENELBAR**. empresa propiedad del Estado, nacionalizada en 1976 de manos de la misma empresa canadiense que era dueña de Enelven, atiende el Estado Lara, y ejerce las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Para el año 2003 atendió un mercado de 2.183 GWh en ventas a usuarios finales. Posee una capacidad instalada de 151 MW y una demanda de 486 MW cubriendo la diferencia realizando compras de energía a terceros. Tiene un contrato de compra de energía con la empresa Termoyaracuy pero esta planta aún no ha iniciado su construcción.

#### **Privadas:**

**Compañía Anónima La Electricidad de Caracas, EDC**. empresa de propiedad privada, cuyo accionista mayoritario, con un ochenta por ciento (80%) de las acciones, es la empresa norteamericana AES Corporation. Fue creada hace más de 100 años, atiende directamente el Este del Área Metropolitana de Caracas, y sus actividades son de generación, transmisión, distribución y comercialización. Para el año 2003 atendió un mercado de 10.848 GWh entre venta a usuarios finales y a sus empresas filiales CALEV y ELEGGUA. Posee una capacidad instalada térmica de 2.316 MW y una demanda de 1.836 MW. Las empresas filiales son:

**C.A. Luz Eléctrica de Venezuela (CALEV)**: empresa de propiedad privada filial de EDC, abastece el Oeste del Área Metropolitana de Caracas y la parte Norte del Estado Miranda, ejerce las actividades de distribución y comercialización. Para el año 2003 atendió un mercado de 2.639 GWh.

C.A. Electricidad de Guarenas y Guatire (ELEGGUA): empresa de propiedad privada filial de EDC, ubicada en el Estado Miranda, y abastece las zonas de Guarenas y Guatire, ejerce las actividades de distribución y comercialización. Para el año 2003 atendió un mercado de 672 GWh.

**CALEY – C.A. Luz Eléctrica de Yaracuy:** ubicada en el Estado Yaracuy, abastece la zona de San Felipe, y ejerce las actividades de distribución y comercialización. Para el año 2003 atendió un mercado de 223 GWh en ventas a usuarios finales.

**Compañía Anónima La Electricidad de Valencia, ELEVAL.** Fue creada en 1908 por la familia Stelling y atiende la parte norte de la Ciudad de Valencia, ejerciendo las actividades de generación, distribución y comercialización. Para el año 2003 atendió un mercado de 1.184 GWh en ventas a usuarios finales. Posee una capacidad instalada de 218 MW y una demanda de 240 MW cubriendo la diferencia realizando compras de energía a terceros.

**Compañía Anónima Luz y Fuerza Eléctrica de Puerto Cabello, CALIFE.** Atiende la zona de Puerto Cabello y Morón, Estado Carabobo y ejerce las actividades de distribución y comercialización. Pertenece a la empresa Enron. Para el año 2003 atendió un mercado de 318 GWh en ventas a usuarios finales.

**Compañía Anónima La Electricidad de Ciudad Bolívar, ELEBOL** atiende a Ciudad Bolívar, Edo. Bolívar. Fue creada en 1910 y ejerce las actividades de distribución y comercialización. Para el año 2003 atendió un mercado de 573 GWh en ventas a usuarios finales. Está en manos de un grupo de accionistas venezolanos.

**Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta, SENECA.** Posee un contrato de concesión. Atiende a las islas de Margarita y Coche. Ejerce las actividades de generación, distribución y comercialización. En el año 2003 atendió un mercado de 917 GWh en ventas a usuarios finales.

Posee una capacidad instalada de 250 MW y una demanda de 205 MW que también es atendida por medio de un cable submarino de unos 25 MW, perteneciente a la empresa EDELCA, proveniente del Morro de Chacopata en el Estado Sucre. Corresponde a activos que pertenecían a CADAPE-ELEORIENTE, privatizados en Septiembre de 1998 y transferidos a un consorcio liderado por CMS Energy.

#### Otros Generadores:

**Petróleos de Venezuela** con 450 MW que tiene plantas en sus complejos y genera parte de sus requerimientos de energía.

**Turboven:** empresa de propiedad privada cuyos accionistas son la empresa manufacturera de productos de papel Manpa y PSEG Global, empresa eléctrica estadounidense, subsidiaria de Public Service Enterprise Group. Atiende clientes industriales en Valencia, Maracay y Cagua, ejerce las actividades de generación, distribución y comercialización, y es independiente del Sistema Interconectado Nacional. Se inició con un proyecto de autogeneración eléctrica de 20 MW y en 1999 acordó invertir en 200 MW adicionales. 80 MW fueron destinados a la zona industrial de Valencia, 60 para expandir el sistema en Maracay y otros 60 en Cagua. Para el año 2003 generó para vender a CADAPE 265 GWh.

La otra empresa de generación independiente, **GENEVAPCA**, es un cogenerador que vende vapor a las instalaciones de PDVSA ubicadas en la península de Paraguaná y la electricidad generada es vendida en parte a estas instalaciones y en parte al sistema interconectado nacional, sirviendo a la ciudad de Punto Fijo en el Estado Falcón. Esta filial de la Electricidad de Caracas tiene una capacidad de 300 MW. Estas unidades no se consideran como parte del Sistema Interconectado Nacional a pesar de tener la capacidad de interconectarse.

## **Instituciones en Funcionamiento**

### **Ministerio de Energía y Minas (MEM)**

Órgano rector del Ejecutivo Nacional en materia de minas, hidrocarburos, y energía. El MEM está conformado por tres Viceministerios. El Viceministerio de Energía formula las políticas públicas y elabora la planificación y ordenamiento de las actividades del servicio eléctrico, con base en lo establecido en la Ley Orgánica para la Ordenación del Territorio. También define las políticas para la regulación sectorial en las áreas de producción, transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica con el objeto de que se realicen con criterios de eficiencia técnica y rentabilidad económica. Otorga autorizaciones de generación y concesiones para las actividades de transmisión y distribución.

### **Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico (FUNDELEC)**

Constituida<sup>2</sup> en forma temporal para proveer soporte técnico profesional al Ejecutivo Nacional en la racionalización del sector eléctrico, así como en la función reguladora del Estado en materia de prestación y uso del servicio eléctrico. Forma parte de la administración pública descentralizada, siguiendo los lineamientos de política que dicta el MEM. Le rinde cuentas como instancia tutelar y le presta apoyo en su gestión como órgano rector. Bajo la LOSE, Fundelec se convertiría en la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

### **Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS)**

Creada en 1988 con base en un contrato de interconexión<sup>3</sup> firmado entre las empresas CADAPE, EDELCA, EDC y ENELVEN con el objetivo de coordinar la planificación y operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). OPSIS no tiene una figura jurídica propia y su función es meramente de coordinación por lo que no puede dictar

pautas sobre el comportamiento de las partes del contrato. El Despacho Central de Carga, el cual dicta instrucciones a los despachos regionales de las empresas signatarias del Contrato de Interconexión.

OPSIS debería realizar lo que se denomina un Despacho Económico de Generación, definido como la utilización de la cantidad de generación calculada por unidad generadora para alcanzar el objetivo de lograr la operación más económica a nivel nacional, de Conformidad con la política energética que dicte el Ejecutivo Nacional y sin que se afecte la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.

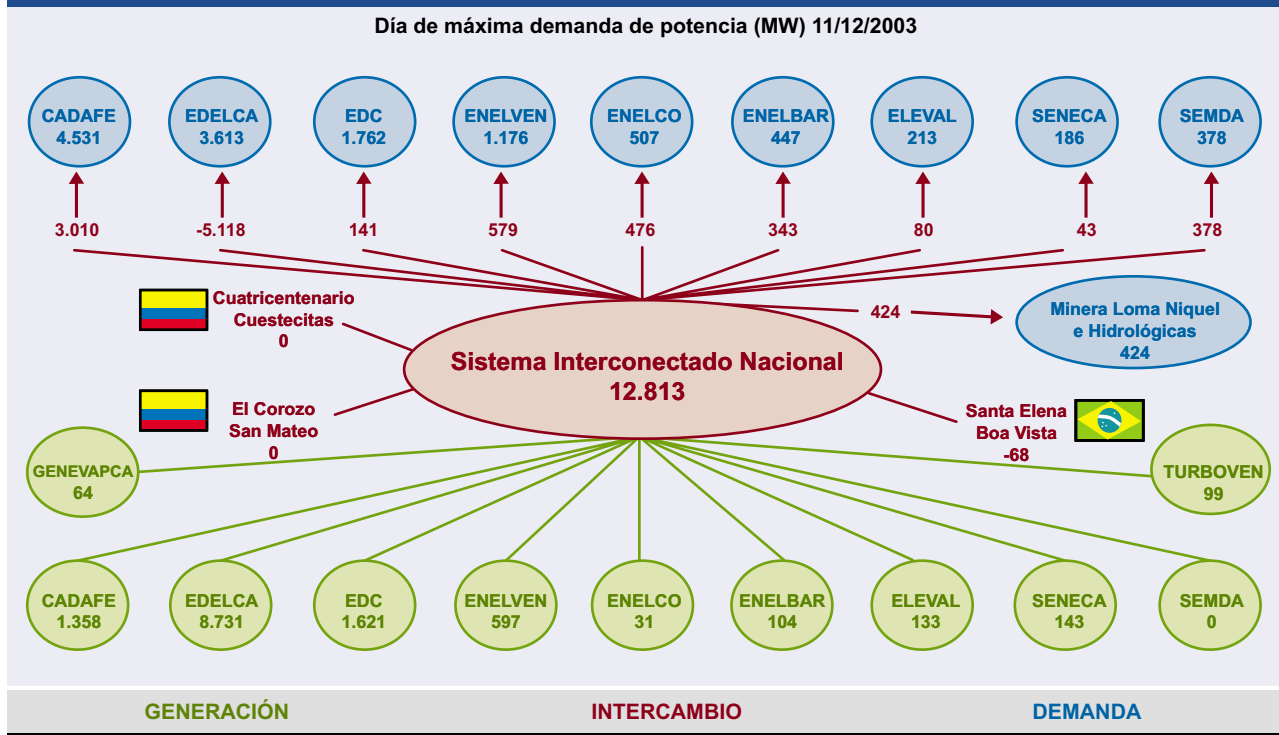
Dado la figura de OPSIS como un acuerdo entre cuatro empresas el despacho que se ha venido realizando es potestativo de los intereses de las partes, resultando un despacho coordinado por cada empresa e informado al Despacho Central de Carga de OPSIS, quien garantiza la seguridad del sistema. Bajo la LOSE, OPSIS se convertiría en el Comité Nacional de Despacho de Carga. La administración de este mercado regulado, es realizada por OPSIS bajo las condiciones previstas en el contrato de interconexión. En la figura 1 se muestra el esquema del funcionamiento del mercado regulado que refleja los intercambios ocurridos en diciembre de 2003.

Es importante destacar, que lo reflejado en la figura 1 es un intercambio neto de energía en términos físicos, mientras que los intercambios económicos entre las empresas, se realizan con base en tarifas previamente establecidas por el MEM mediante Gaceta Oficial, es decir, no se ha implementado el requerimiento de la ley de que fuerzas del mercado formen los precios de generación sino que los mismos se establecen por medio de procedimientos administrativos. Adicionalmente, existen empresas que revenden a tarifas reguladas la energía comprada en este mercado a otras empresas, como es el caso de CADAPE que revende a sus empresas filiales, a CALIFE, ELEBOL, CALEY y ELEVEL.

2. Decreto N° 2.384 del 18 de julio de 1992, publicado en la G. O. N° 35.010 del 21 de julio de 1992.

3. Contrato de Interconexión, CADAPE - EDELCA - EDC - ENELVEN, 1° de diciembre de 1988.

**Figura 1: Funcionamiento Actual del Sistema Interconectado**



Fuente: OPSIS, Boletín Informativo Diciembre 2003.

Los agentes que participan en este mercado no se encuentran claramente diferenciados, al estar integrados verticalmente y reconocérseles costos regulados únicos, es decir, no se detallan los costos asociados a cada actividad de forma separada. En este sentido, los niveles tarifarios promedios son diferentes por área de atención correspondiente a cada empresa, evidenciándose que los generadores tienen mercados cautivos, asociados al área de atención del negocio de distribución.

### CAVEINEL

Es una institución sin fines de lucro, fundada en 1960, que actualmente agrupa a todas las empresas de servicio eléctrico en Venezuela. Su principal objetivo es ejercer la representación institucional de sus afiliados y velar por los intereses generales de la industria eléctrica.

### Ley Orgánica del Servicio Eléctrico

Durante los años 1995 y 1996, el Gobierno venezolano estuvo analizando la definición de los lineamientos institucionales, técnicos y económicos para el reordenamiento y la regulación de las actividades de la industria eléctrica. En noviembre de 1996 se da la primera señal para la reestructuración del Sector Eléctrico<sup>4</sup>, con la publicación del Decreto 1.558 "Normas para la Regulación del Sector Eléctrico", donde se establecen las bases para su funcionamiento hasta tanto se dicte una ley y mientras no exista un Ente Regulador especializado, dotado de independencia institucional y de autonomía financiera para el cumplimiento de sus funciones. En septiembre de 1999 se publica el "Decreto con Rango y Fuerza de Ley del Servicio Eléctrico"<sup>5</sup> cuyo objeto es establecer las disposiciones que regirán el servicio eléctrico en el Territorio Nacional, constituido por las actividades de generación, transmisión, gestión del Sistema Eléctrico Nacional, distribución

4. Gaceta Oficial 36.085, de fecha 13 de noviembre de 1996.

5. Gaceta Oficial 36.791, de fecha 21 de septiembre de 1999.



y comercialización de potencia y energía eléctrica, así como la actuación de los agentes que intervienen en el servicio eléctrico, en concordancia con la política energética dictada por el Ejecutivo Nacional y con el desarrollo económico y social de la Nación. Para desarrollar lo establecido en el Decreto con Rango y Fuerza de Ley, se publica en diciembre del año 2000 el Reglamento General de la Ley del Servicio Eléctrico.

En diciembre del año 2001 se deroga el Decreto Ley, para publicar la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (LOSE)<sup>6</sup> que vino a reformar aspectos puntuales relacionados con los plazos previstos en el Decreto en referencia,<sup>7</sup> manteniéndose el objeto y la estructura del mismo en cuanto a la definición de los alcances del servicio público de electricidad, que incluyen todos los procesos de la industria necesarios para abastecer a los consumidores finales y la definición de roles y funciones, así como los principios básicos que regirán las relaciones comerciales entre las empresas del sector y entre éstas y sus clientes.

Este instrumento legal permite la reforma y reestructuración del Sector Eléctrico, a través de:

- La promoción de la competencia en generación y comercialización,
- La racionalización de precios y tarifas,
- La regulación de las actividades monopólicas, como son la transmisión y distribución,
- El uso racional y eficiente de las energías,
- La separación de las funciones del estado como formulador de políticas, planificador, regulador y empresario,
- La gestión eficiente y transparente de sistema eléctrico nacional (SEN),

- La participación del sector privado tanto por la vía de aporte de capital y del financiamiento, como de la gestión administrativa de las empresas prestadoras del servicio eléctrico,
- La separación jurídica de las actividades que integran el sector eléctrico: generación, transmisión, distribución y comercialización.

## **Instituciones y Organismos**

Para llevar a cabo esta reestructuración la LOSE establece la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y la constitución del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNG), encargados de velar por el cumplimiento de las normativas del sector, ejercer la regulación del mismo, y realizar la administración y operación del Mercado Mayorista de Electricidad (MME), siendo el MEM el órgano rector del Ejecutivo Nacional en materia de energía y el encargado de desarrollar las funciones asignadas a la CNEE y al CNG, de acuerdo con lo establecido en el artículo 102 de la LOSE. Una vez creadas las instituciones en referencia debe realizar la supervisión de las mismas.

### **Comisión Nacional de Energía Eléctrica**

La LOSE establece la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), como un organismo adscrito al MEM para ejercer la regulación, supervisión, fiscalización y control de las actividades que constituyen el servicio eléctrico. Estaba previsto en la LOSE que la CNEE debía ser creada antes del 31 de diciembre del año 2002, y que dentro de los seis meses siguientes de esto debía:

- Aprobar las normas de Operación del Sistema Eléctrico Nacional,
- Fiscalizar el funcionamiento del CNG,

6. Gaceta Oficial 5.568, Extraordinario, de 31 de diciembre de 2001.

7. Los plazos establecidos en la nueva versión de la ley, sin embargo, no fueron cumplidos, o no van a poder ser cumplidos los que se cumplen a finales de este año y finales del año entrante, por lo que actualmente el MEM está proponiendo que nuevamente se modifique la ley para ajustar los lapsos a la nueva realidad del país.

- Dictar las normas de calidad que regirán las actividades del servicio eléctrico y las normas para la fiscalización del mismo,
- Aprobar las normas que regirán la relación entre las empresas y sus usuarios, y sus modificaciones, oída la opinión del Instituto para la Defensa y Educación del Consumidor y el Usuario;
- Dictar las normas técnicas necesarias para la instalación y operación de plantas de generación eléctrica,
- Dictar las normas que regirán el acceso a la capacidad de transporte de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica

Para el primer semestre del año 2004 el MEM no ha adelantado ninguna gestión para la creación de la CNEE. Fundelec, por el otro lado, en marzo de 2003 inició un proceso de reestructuración lo que indica que sus autoridades no prevén su liquidación en el corto plazo a pesar de que la LOSE establece su liquidación cuando se cree la CNEE,.

La CNEE es un organismo con autonomía funcional, administrativa y financiera, con patrimonio propio e independiente y desconcentrado, debiendo tener su sede principal en la ciudad de Caracas. Se prevé que estará dirigida por una junta directiva conformada por cinco miembros de libre nombramiento y remoción (Ver figura 2)

Los Costos de funcionamiento de la CNEE serán sufragados por los usuarios del servicio y el monto no podrá exceder del 1,5% de la factura por potencia y energía. Dentro de los principios bajo los cuales debe actuar la CNEE, entre otros, se pueden resaltar:

- Velar para que toda demanda de electricidad sea atendida,
- Promover la competencia en la generación y en la comercialización de electricidad, y
- Garantizar el libre acceso de terceros a los sistemas de transmisión y distribución.

**Figura 2: Designación Junta Directiva de la CNEE**



Fuente: Elaboración Propia y datos de la LOSE, Artículo 19.

Es importante señalar que dentro de las atribuciones de la CNEE se encuentran, entre otras:

- La determinación de las metodologías óptimas para la formación de los precios en cada una de las actividades reguladas, las cuales deben ser sometidas a audiencias públicas cuando sea requerido o de ocurrir alguna modificación en las mismas,
- Elaborar la propuesta de las tarifas eléctricas a ser sometida al Ejecutivo Nacional para su consideración y aprobación,
- Fiscalizar el funcionamiento del CNG,
- Establecer limitaciones de cobertura geográfica y limitaciones de mercado a aquellas empresas que realicen actividades en el servicio eléctrico,
- Definir las modalidades, condiciones y garantías que regirán el desempeño tanto del Mercado Mayorista de Electricidad como el Mercado con Tarifas Reguladas,
- Coadyuvar en el fomento y protección de la libre competencia, en aquellas actividades del sector en la que sea posible,
- Publicar evaluaciones periódicas respecto a la calidad de los servicios y a la gestión de las empresas eléctricas y proporcionar a los interesados toda la información disponible, y
- Supervisar el cumplimiento de los contratos de concesión.

### **Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico**

La LOSE establece la constitución por parte del Ejecutivo Nacional, del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNG), que será supervisado por el MEM y Fiscalizado por la CNEE. Es una empresa cuya actividad será ejercer el control, la supervisión y la coordinación de

la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del SEN, así como la administración del Mercado Mayorista de Electricidad, permitiéndosele a futuro la separación de la gestión económica y gestión técnica en dos empresas.

Estaba previsto en la LOSE<sup>8</sup> que el CNG debía entrar en funcionamiento antes del primero de enero del año 2003 y que dentro de los seis meses siguientes el CNG debe dictar la normativa general de su funcionamiento. Para el primer semestre del año 2004 se encuentran adelantadas por parte del MEM todas las gestiones para la entrada en funcionamiento del mismo, incluyendo el punto de información al Presidente de la República. A julio de 2004, sin embargo, aún no se ha creado el CNG.

El CNG se financiara con base en una tarifa que se aplicará a usuarios finales definida por los Ministerios de Energía y Minas y de Producción y Comercio, la cual considerará una rentabilidad regulada<sup>9</sup>. El CNG tiene, entre otras, las siguientes funciones:

- Coordinar sus actividades con los centros de gestión de las empresas eléctricas,
- Evaluar oportunamente la disponibilidad de capacidad de generación suministrada por las empresas,
- Coordinar el uso de las interconexiones internacionales,
- Autorizar y coordinar los planes de mantenimiento de las instalaciones de generación y de transmisión del SEN,
- Recibir y aceptar las garantías a que haya lugar, de parte de los agentes del Mercado Mayorista de Electricidad,
- Realizar la conciliación de ofertas y demandas de energía para cada período de programación, de acuerdo con los precios que resulten de la comparación de ofertas,

8. LOSE, Artículo 107.

9. Gaceta Oficial 5.568, Extraordinario, de 31 de diciembre de 2001. Artículos 85,86 y 95.

- Liquidar y comunicar los pagos y cobros que deban realizarse por efecto de la participación de los agentes en el Mercado Mayorista de Electricidad y del precio final de la energía resultante del sistema,
- Informar públicamente de la evolución y comportamiento del Mercado Mayorista de Electricidad.

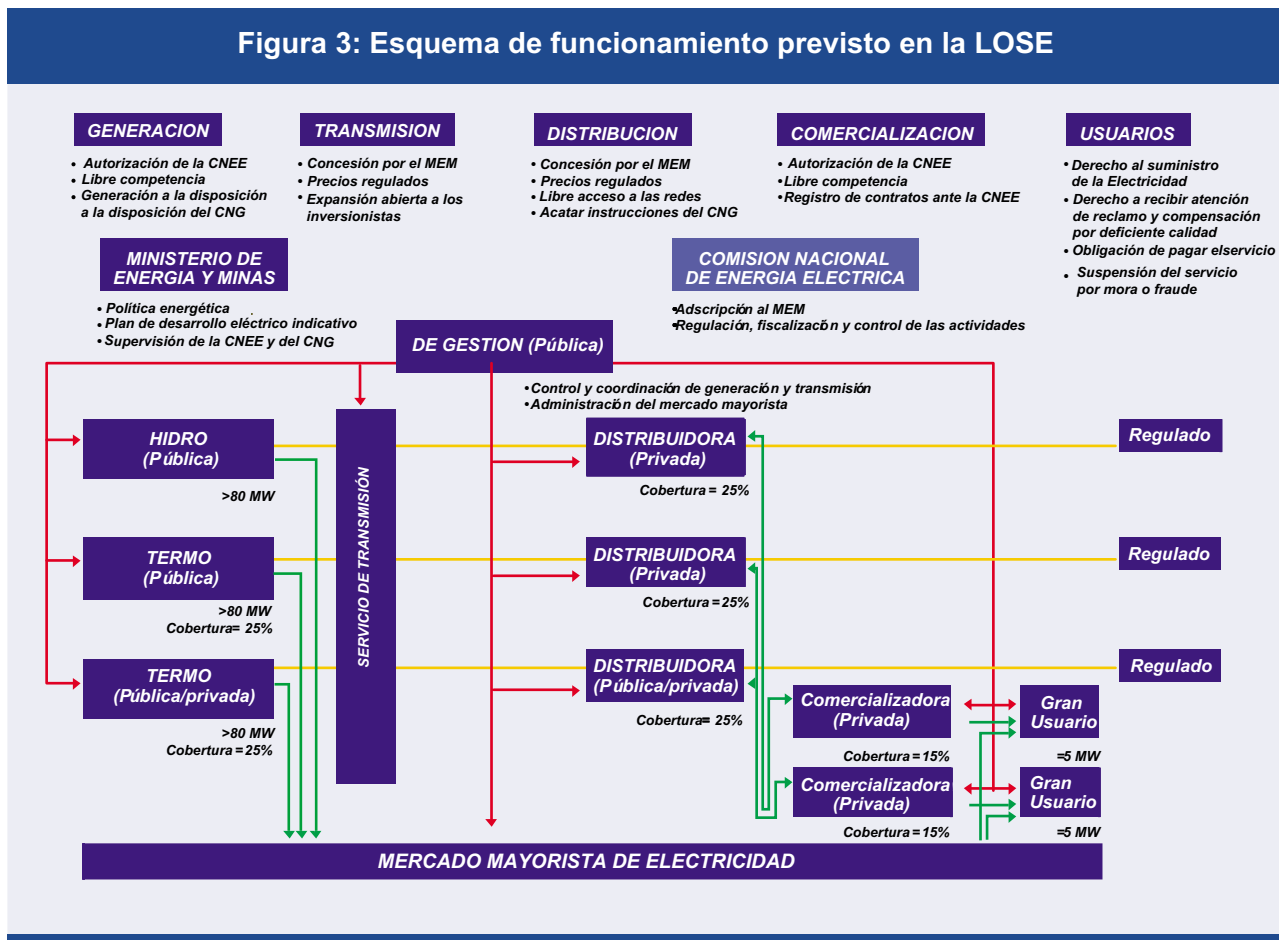
### Agentes del Sector Eléctrico

En la figura 3 se presenta el esquema de funcionamiento del Sector Eléctrico Venezolano, con base en la reestructuración planteada en la LOSE y las interrelaciones que se presentan entre los agentes que participan en el mismo.

Según lo planteado en la LOSE, las empresa integradas verticalmente tenían plazo hasta enero de 2003 para separarse, el cual fue prorrogado por el regulador (MEM) hasta enero de 2004, encontrándose actualmente en mora con respecto a los tiempos establecidos en la misma.

### Generación

La actividad de generación de energía eléctrica está sujeta a la competencia y debe ejercerse de manera exclusiva. Para realizar esta actividad se requiere autorización de la CNEE la cual verificará el cumplimiento de las normas de instalación, determinando su capacidad técnica de operación y la factibilidad del proyecto.



Fuente: Regulación Legal del Servicio Eléctrico, Juan Garrido, Apéndice III.

En la LOSE, el Estado se reserva la actividad de generación hidroeléctrica en las cuencas de los ríos Caroní, Paragua y Caura,<sup>10</sup> que representan a la fecha la principal oferta de energía y potencia en Venezuela. Estarán exentos de separar la actividad de generación aquellos generadores cuyas centrales tengan una capacidad de hasta 80 MW, hasta tanto la CNEE establezca otro valor.

La autogeneración debe solicitar autorización para operar a la CNEE a partir de una capacidad instalada de 2MW, con el fin de garantizar el cumplimiento de las normas técnicas de instalación y operación, y se encuentra exenta de cumplir con las regulaciones previstas en la LOSE, con la única excepción de existir casos de emergencias, donde deberán prestar el servicio de energía eléctrica previa solicitud de la CNG, el cual le será remunerado.

Los generadores tienen, entre otras, las siguientes obligaciones:

- Declarar y poner a disposición del CNG la totalidad de la potencia y energía de sus instalaciones y permitir su verificación,
- Acatar las instrucciones del CNG,
- Informar al CNG las condiciones generales y técnicas de las contrataciones suscritas con otras empresas que ejerzan la actividad de generación, distribución, comercialización o con grandes usuarios, y registrar los contratos ante la CNEE, y
- Suministrar al CNG la información necesaria para realizar la gestión del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Mayorista de Electricidad,

- Cumplir las limitaciones de cobertura de mercado establecidas por la CNEE<sup>11</sup> para las empresas con generación termoeléctrica.

### Transmisión

La actividad de transmisión es regulada, debe ejercerse de manera exclusiva y se encuentra sujeta a concesión otorgada por el MEM, de conformidad a lo establecido en la LOSE. La concesión se requerirá para cada nueva línea de transmisión, para la ampliación y modificación de las instalaciones de transmisión existentes y para la conexión al Sistema Eléctrico Nacional de instalaciones de transmisión de sistemas independientes. En los casos de nuevas instalaciones las concesiones se otorgaran en coordinación con la CNEE y de acuerdo con lo pautado en el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional<sup>12</sup> y estará abierta a todos los inversionistas.

Esta actividad se ejercerá cumpliendo con las siguientes disposiciones establecidas en la LOSE:

- La actividad de transmisión podrá ser ejercida por más de una empresa, pero será considerada como un servicio único a nivel nacional, coordinado por el CNG,
- Acatar las instrucciones del CNG en cuanto a la operación de sus instalaciones y la programación de su mantenimiento,
- No podrá ser intermediario en las transacciones del MME,
- Independencia de los Agentes participantes del SEN,
- Permitir el libre acceso a la capacidad de transporte de sus redes a otros agentes del servicio eléctrico, que cumplan con las exigencias establecidas en la LOSE.

10. Dado el extenso período requerido para recuperar las inversiones en generación hidráulica y la competitividad de tecnologías alternativas con base en gas natural, así como los enormes recursos gasíferos con los que cuenta Venezuela, es poco probable que algún actor privado hubiese acometido estas inversiones.

11. Hasta tanto la CNEE no establezca los límites la LOSE, en su Artículo 120, establece lo siguiente: "...Veinticinco por ciento (25%) de la capacidad instalada de generación total nacional disponible, en el caso de empresas propietarias de instalaciones de generación termoeléctrica..."

12. El MEM, con el apoyo de la CNEE y del CNGSE, formulará el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional, el cual tendrá carácter indicativo... LOSE, Artículo 13.

## Grandes Usuarios

Grandes Usuarios, que se refiere a la “persona natural o jurídica, cuya demanda de potencia y energía eléctrica es superior a un límite definido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el cual tiene el derecho de adquirir la potencia y energía eléctrica que requiera del Mercado Mayorista”<sup>13</sup>.

Mientras la CNEE no establezca otro valor, el límite definido por la LOSE<sup>14</sup> es de cinco megavatios (5MW). Es importante señalar que los Grandes Usuarios podrán participar directamente en el Mercado Mayorista de Electricidad una vez esté en funcionamiento, de haberse cumplido los tiempos previstos en la LOSE la fecha sería enero de 2005.

Los Grandes Usuarios están obligados a :<sup>15</sup>

- Obedecer las instrucciones que le imparta el CNG,
- Registrarse ante la CNEE,
- Registrar ante el CNG las contrataciones que realicen con otros agentes del mercado eléctrico,
- Entregar la información que le sea requerida por el MEM, CNG y CNEE, y
- Realizar las obras necesarias para la conexión de sus instalaciones, directa o indirectamente a la red de transmisión, y cumplir con las normas que establezca en relación con este tema la CNEE.

En la actualidad los clientes no regulados están conformados principalmente por los grandes clientes de la Región de Guayana, la Industria Petrolera en el Oriente del País, las empresas hidrológicas y los clientes internacionales Colombia y Brasil, los cuales son clientes directos de la empresa EDELCA, con los que se han firmado acuerdos bilaterales para el suministro de energía.

Cabe destacar que con base en el Reglamento General de la Ley del Servicio eléctrico (RGLSE)<sup>16</sup>, los grandes usuarios están limitados en el ejercicio de sus derechos hasta tanto entre en funcionamiento el MME y en aquellos casos que deseen cambiar de proveedor de energía y potencia (empresa generadora) requieren que el MEM los declare de interés público, siendo el único caso hasta la fecha el Metro de Caracas.

## Distribución

La actividad de distribución de energía eléctrica es regulada y requiere de una concesión dentro de un área exclusiva y se debe realizar de conformidad con lo establecido en la LOSE. Quienes ejerzan esta actividad no pueden realizar otras actividades del sector, permitiéndoseles únicamente realizar, aparte de la distribución, la actividad de comercialización de sus clientes con tarifas reguladas.

Es importante señalar, que en la actualidad las únicas empresas distribuidoras que cuenta con un contrato de concesión son las empresas SENECA y SEMDA, las otras empresas están en conversaciones con el MEM para normalizar su situación.

Los clientes atendidos por la empresa de distribución son generalmente personas naturales o jurídicas que se benefician con la prestación del servicio eléctrico y cuya demanda es menor a límite fijado por la CNEE (5MW). En aquellos casos en que un Gran Usuario desee seguir siendo atendido por la empresa distribuidora no existe ninguna limitación en este sentido.

La empresa de distribución tiene entre otros derechos el de :<sup>17</sup>

- Comercializar potencia y energía eléctrica con sus usuarios con tarifa regulada,

13. Ministerio de Energía y Minas (MEM), Borrador Normas sobre el Régimen Económico del Servicio Eléctrico, noviembre de 2003.

14. Artículo 118.

15. LOSE, Artículo 41, literales 3 y 4.

16. RGLSE, Artículo 130.

17. LOSE, Artículo 37.

- Comercializar potencia y energía eléctrica con sus usuarios con tarifa regulada,
- Recibir oportunamente de sus usuarios el pago del servicio, de acuerdo con las tarifas correspondientes, y
- Suspender el servicio en caso de existir irregularidades y falta de pago del servicio por parte de los usuarios,

Además, tiene entre otras, las siguientes obligaciones :<sup>18</sup>

- Prestar el servicio a todos los que lo requieran dentro de su área de servicio exclusiva,
- Permitir el libre acceso a la capacidad de transporte de sus redes a otros agentes del servicio eléctrico,
- Acatar las instrucciones operativas que imparta el CNG,
- Registrar ante la CNEE y el CNG de todas las contrataciones realizadas con otros agentes del mercado eléctrico, y
- Suministrar la información que le sea requerida por la CNEE,
- Cumplir las limitaciones de cobertura de mercado establecidas por la CNEE .<sup>19</sup>

### Empresas Especializadas en Comercialización

Las Empresas Especializadas en Comercialización realizan únicamente como actividad del servicio eléctrico la compra y venta de potencia y energía eléctrica<sup>20</sup>. Esta actividad de comercialización debe ser ejercida de manera exclusiva, requiere de autorización por parte de la CNEE y esta sujeta, con base en la LOSE<sup>21</sup>, a un régimen de libre competencia.

Las Empresas Especializadas en Comercialización tienen, entre otras, las siguientes obligaciones :<sup>22</sup>

- Cumplir la normativa que imparta la CNEE, así como con las instrucciones del CNG en relación con el MME,
- Registrar ante la CNEE y CNG todas las contrataciones realizadas con otros agentes del MME,
- Constituir las garantías que establezca la CNEE,
- Suministrar la información que le sea requerida por la CNEE y por las autoridades municipales correspondientes,
- Asegurar la disponibilidad de suficiente potencia y energía para satisfacer la demanda de sus usuarios, según las modalidades que hayan sido aprobadas por la CNEE y el CNG,
- Cumplir las limitaciones de cobertura de mercado establecidas por la CNEE .<sup>23</sup>

Los distribuidores con sus usuarios con tarifa regulada y los generadores también podrán realizar la actividad de comercialización, con base en lo establecido en la LOSE. Para el primer semestre del año 2004 en Venezuela no existen las Empresas Especializadas en Comercialización. La única comercialización que existe es la asociada a los clientes propios de cada una de las empresas eléctricas que actualmente operan en el país.

### Régimen Económico Propuesto

La LOSE establece que el régimen económico aplicable a las actividades desarrolladas en el Sector Eléctrico, “estará orientado al uso óptimo de los recursos utilizados para la prestación del servicio, en beneficio del consumidor, y la promoción de una rentabilidad para las empresas, acorde con el riesgo de las actividades que realicen, en condiciones de operación eficiente” .<sup>24</sup>

18. LOSE, Artículo 36.

19. Hasta tanto la CNEE no establezca los límites la LOSE, en su Artículo 120, establece lo siguiente: “...Veinticinco por ciento (25%) del total nacional de energía facturada, en el caso de empresas de distribución...”.

20. RGLSE, Artículo 2.

21. Artículo 38.

22. LOSE, Artículo 39, RGLSE Artículo 25.

23. Hasta tanto la CNEE no establezca los límites la LOSE, en su Artículo 120, establece lo siguiente: “...Hasta quince por ciento (15%) del total nacional de energía facturada a ser comercializada por todas las empresas comercializadoras especializadas. Una empresa comercializadora no podrá tener más del veinte por ciento (20%) de ese mercado”.

24. LOSE, Artículo 77.

La formación de los precios asociados a las actividades sujetas a competencia (generación y comercialización especializada) se prevé que será a través de la oferta y demanda de energía. En el caso de las actividades sujetas a regulación (transmisión y distribución) se prevé la formación de sus tarifas con base en los principios de mínimo costo del servicio y tarifas compatibles con la calidad y seguridad del suministro. La definición de las metodologías para la formación de los precios en cada una de las actividades reguladas, así como los principios, metodologías y modelos que regirán la formación de los precios en el Mercado Mayorista Eléctrico (MME), deben ser preparadas por la CNEE y sometidas a audiencias públicas.

En este sentido el regulador (MEM), quién asume las responsabilidades de la CNEE mientras esta no entre en funcionamiento, elaboró un documento denominado "Normas sobre el Régimen Económico del Servicio Eléctrico" con el objeto de establecer el régimen económico en cuanto a las actividades de generación, transmisión, gestión del Sistema Eléctrico Nacional, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica.

Las metodologías propuestas en el documento de normas se resumen a continuación.

### **Mercado Mayorista Eléctrico Régimen Permanente**

El Mercado Mayorista Eléctrico comprende el conjunto de transacciones de potencia y energía eléctrica dentro del Sistema Eléctrico Nacional, bajo un régimen de competencia, con base en un sistema de ofertas y demandas. La compra y venta de energía y de potencia se realizaría bajo las siguientes opciones:

- **Transacciones para el balance de energía:** mercado integrado por las transacciones de energía de oportunidad, con precios horarios de corto plazo. Los precios de la energía serán el resultado del Despacho Óptimo Centralizado, que tendrá como objetivo la minimización del costo variable de producción del Sistema Eléctrico Nacional, tomando en cuenta el costo de racionamiento y excluyendo el costo de la generación forzada. Los precios resultantes serán por nodo, diferenciándose por la incidencia de las pérdidas en el costo marginal de corto plazo.
- **Transacciones para el balance de potencia:** mercado integrado por las transacciones de potencia, con precio diario de corto plazo. Es el resultado de la conciliación diaria entre los requerimientos de potencia del Sistema Eléctrico Nacional y la disponibilidad de potencia de los agentes, los cuales declararán la potencia efectiva disponible para colocar cada día en dicho mercado. Los agentes que dispongan de potencia no comprometida, deberán informar al CNG, el precio de su oferta.
- **Contratos:** Contratos financieros que rigen las transacciones nacionales e internacionales con el objeto de cubrir los riesgos y establecer anticipadamente cantidades y precios de compraventa de energía y de potencia eléctrica. La potencia y energía efectivamente entregada a la demanda provendrá de las fuentes que para tal fin hubiere despachado el CNG dentro del esquema de despacho óptimo centralizado y no necesariamente obligan al despacho a los oferentes de energía y potencia en los contratos. Pueden ser de suministro y de respaldo.

---

25. Audiencia Pública es aquella instancia de participación donde los agentes del servicio eléctrico o cualquier persona interesada, pueden expresar libremente sus opiniones en el proceso de toma de decisión administrativa para la cual se convoca la audiencia. Las Audiencias Públicas podrán ser convocadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), de oficio, a solicitud del Ministerio de Energía y Minas (MEM) o de la parte interesada. En las Audiencias se podrán discutir los siguientes temas:

1. Principios, metodologías y modelos que rigen la formación de precios en el Mercado Mayorista y los aplicables al Mercado con Tarifas Reguladas.
2. Plan de Ordenación Territorial para el Sector Eléctrico.
3. Fallas, suspensiones del servicio o infracciones graves que afecten de manera importante el suministro de energía eléctrica.
4. Otorgamiento, prórroga, transferencia y renegociación de los contratos de concesión, en los casos que determine el Ministerio de Energía y Minas.

El 15 de abril de 2004, el MEM realizó por prensa una convocatoria de audiencia pública, que se realizaría el 3 de mayo de 2004, con el objeto de tratar las Normas sobre el Régimen Económico, por las cuales se establecerán los principios, metodologías y modelos que sustentan los precios en el Mercado Mayorista de Electricidad y las tarifas de transmisión y distribución, poniendo a disposición de los interesados el documento de normas. El 30 de abril de 2004, en aviso de prensa el MEM notificó la suspensión de la misma hasta nuevo aviso. Estas decisiones del MEM podrían indicar que no existe convencimiento en torno a las metodologías propuestas y la reestructuración planteada. Se prevé un mayor atraso en la publicación de los nuevos Pliegos Tarifarios correspondientes al período 2004-2007 ya que los mismos están siendo estimados con base en las nuevas metodologías, con algunas excepciones en la remuneración de la generación dado que no ha entrado en funcionamiento el MME.



- **Transacciones internacionales de corto plazo:**  
Intercambios internacionales de energía y potencia como resultado de la coordinación de los despachos de los países, de conformidad con las respectivas regulaciones, considerando la oferta y la demanda en los nodos de frontera. Los precios de la electricidad en dichos nodos servirán para valorar las transacciones de corto plazo, producto de los flujos físicos determinados por los despachos coordinados. El CNG es el encargado de liquidar de manera coordinada las transacciones, a través de la suscripción de acuerdos de administración de los mercados, liquidación de las transacciones e intercambio de información.

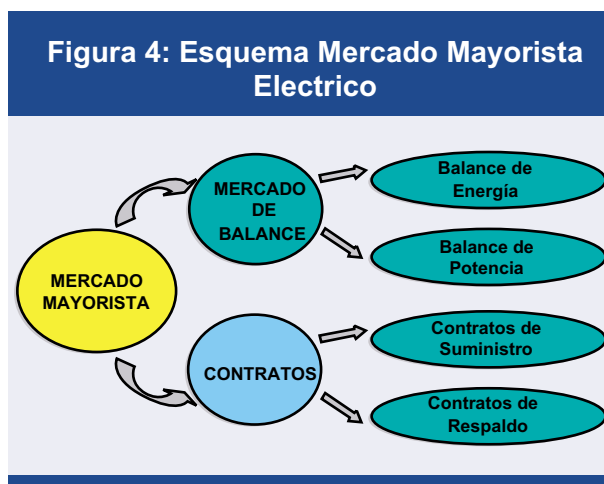
La LOSE podría entrar en conflicto con la Decisión 536 de la Comunidad Andina de Naciones<sup>26</sup> en dos aspectos. El primero y más obvio es que la LOSE no permite que los precios de la energía o de la potencia se incrementen en el mercado nacional, mientras que la Decisión 536 establece que la valoración de las transacciones llevadas a cabo a través de las interconexiones internacionales no generarán discriminaciones con respecto a las transacciones domésticas, es decir, no se podrán diferenciar precios domésticos y de exportación. La segunda diferencia se refiere a la libertad de contratación entre los agentes del mercado ya que la Decisión 536 exige que no se mantengan o impongan restricciones a los mismos, mientras que la LOSE exige que se obtenga la opinión favorable del MEM.

El párrafo único del Art. 8 de la LOSE atenúa el impacto de estos dos elementos, al reconocer la existencia de los procesos de integración en América Latina y El Caribe. Este párrafo, además de su debilidad en el compromiso a la integración, sin embargo podría incluso entenderse como un planteamiento de que esos procesos de integración deben regirse por las normativas nacionales y no al revés, como se aplica la normativa supranacional que tiene rango supraconstitucional. Tampoco establece

el mecanismo a utilizar en caso de discrepancias entre el marco jurídico de los procesos de integración supranacionales y los nacionales.

- **Contratos de Servicios Complementarios:** mercado integrado por las contrataciones de los servicios necesarios para que la energía y la potencia sean suministradas con calidad y seguridad. Este aspecto aún no ha sido normado pero se espera que se establezcan mecanismos de remuneración a los distintos tipos de reservas, servicio de arranque, regulación de frecuencia y regulación de voltaje.

En la figura 4 se presenta un esquema del MME.



Fuente: FUNDELEC, 2002.

### Régimen de Transición

Las empresas que tiene generación pondrán a disposición de OPSIS y del MEM (quienes harán conjuntamente las funciones del CNG) la capacidad de generación disponible de cada una de sus plantas, a las cuales estarán asociados unos costos fijos por potencia y unos costos variables por energía previamente establecidos por el MEM.

26. Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad. Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena Número 878 del 19 de diciembre de 2002.

El MEM, con el apoyo técnico de OPSIS, realizará un despacho óptimo centralizado de la generación disponible en orden de mérito<sup>27</sup> y tendrá la responsabilidad de realizar la estimación de la facturación de las transacciones realizadas entre los agentes del mercado por delegación del MEM cumpliendo las funciones del CNG. Las tarifas a trasladar a la demanda (Distribuidoras y Grandes Usuarios) serán el costo promedio ponderado de la energía, con base en el despacho realizado, y los costos asociados a la potencia serán el ponderado de las capacidades de las plantas disponibles al momento de programar el despacho en referencia.<sup>28</sup>

## Remuneración Actividad de Generación

### Régimen Permanente

La remuneración de la actividad de generación se realizará considerando, entre otros:

- Despacho económico centralizado basado en costos declarados
- Remuneración al costo marginal
- Contratos hidroeléctricos regulados (la mayor parte de la generación de EDELCA será remunerada a costo promedio)<sup>29</sup>
- Contratos de suministro (financieros)
- Generación forzada no forma precios y será pagada por todos los usuarios (no se crean rentas de congestión)

- Se remuneran los servicios complementarios.

### Régimen de Transición

La metodología para definir los costos de generación, que en la transición estarán regulados por la no existencia del MME previsto en la LOSE, consiste en el reconocimiento de los costos eficientes asociados a cada planta de generación existente en el país, con base en su tecnología, vida útil, costos de operación y mantenimiento, tipo de combustible que utiliza en caso de ser térmica, y el costo de oportunidad del agua en caso de ser hidroeléctrica, reconociéndose niveles de rentabilidad razonable, los cuales estarán asociados a negocios de riesgo similar.

Las empresas generadoras recibirán como remuneración los costos regulados de la energía asociada a las plantas de generación que fueron despachadas, y los costos regulados asociados a la potencia de las plantas que se encontraban disponibles para el despacho de manera de garantizarles como mínimo los costos fijos asociados a su actividad. Los contratos de suministro de generación firmados antes del inicio del período de transición serán sometidos a consideraciones legales, para evaluar si continúan siendo contratos bilaterales físicos o se pueden considerar como financieros. Sin embargo, existe cierto consenso en que los nuevos contratos deben ser considerados financieros únicamente.

26. Las plantas con menores costos variables serán despachadas primero, independientemente de los contratos que tengan los dueños de las unidades.

27. El esquema de remuneración de la potencia descrito podría no producir los incentivos correctos para minimizar los costos de generación. Los generadores van a tener los incentivos, dependiendo del nivel de remuneración, a incrementar la oferta disponible sin que necesariamente se vayan a despachar, es decir, se van a crear reservas excesivas. Por el otro lado, si se remunerara únicamente a la oferta despachada, se desincentivaría a que actores privados realizaran inversiones para la expansión del sistema.

29. Una propuesta para dinamizar el mercado mayorista de electricidad es subastar contratos estándar de capacidad, de duración definida, asociados a diferentes niveles de energía y diferentes niveles en la firmeza de la energía, con precios definidos que tendrán que ser cancelados en su totalidad independientemente de la energía adquirida bajo un cronograma establecido. Los actores, de acuerdo con sus percepciones sobre la hidraulicidad de las cuencas, el estado de las unidades térmicas, el comportamiento competitivo de los otros actores y la situación de la demanda, van a ofertar primas o descuentos para la adquisición de los contratos. Luego serían estos contratos los que se ofrecerían a los grandes usuarios, al mercado de corto plazo, o a las distribuidoras. Éstas últimas podrían adquirir directamente estos contratos y podrían ser incorporados en la tarifa a los usuarios finales como pass-through. Se le permitiría a las empresas hidráulicas conservar una porción de estos contratos, cuyo límite estaría dado por la capacidad de manejar los precios. La remuneración de la capacidad de Edelca se haría igualmente con base en costos promedio u otra fórmula que diseñaría el regulador.

## Remuneración Actividad de Transmisión

### Régimen Permanente<sup>30</sup>

La remuneración de la actividad de transmisión, en el caso de las instalaciones de existentes, se determinará considerando los costos eficientes de inversión. Estos son calculados como la cuota anual equivalente del Valor Nuevo de Reemplazo, incluyendo todos los costos de inversión necesarios para la construcción de cada instalación, valorados a los precios de referencia definidos por la CNEE. Para el caso de infraestructura existente, se utiliza para la determinación del Factor de Recuperación del Capital la vida útil técnica remanente para cada tipo de instalación, con independencia de los criterios contables de depreciación. Para la nueva infraestructura se considerará el Valor Nuevo de Reemplazo a toda la inversión.<sup>31</sup> Adicionalmente, se reconocen los costos de administración, operación y mantenimiento, siendo los equivalentes a empresas gestionadas eficientemente, en los siguientes términos:

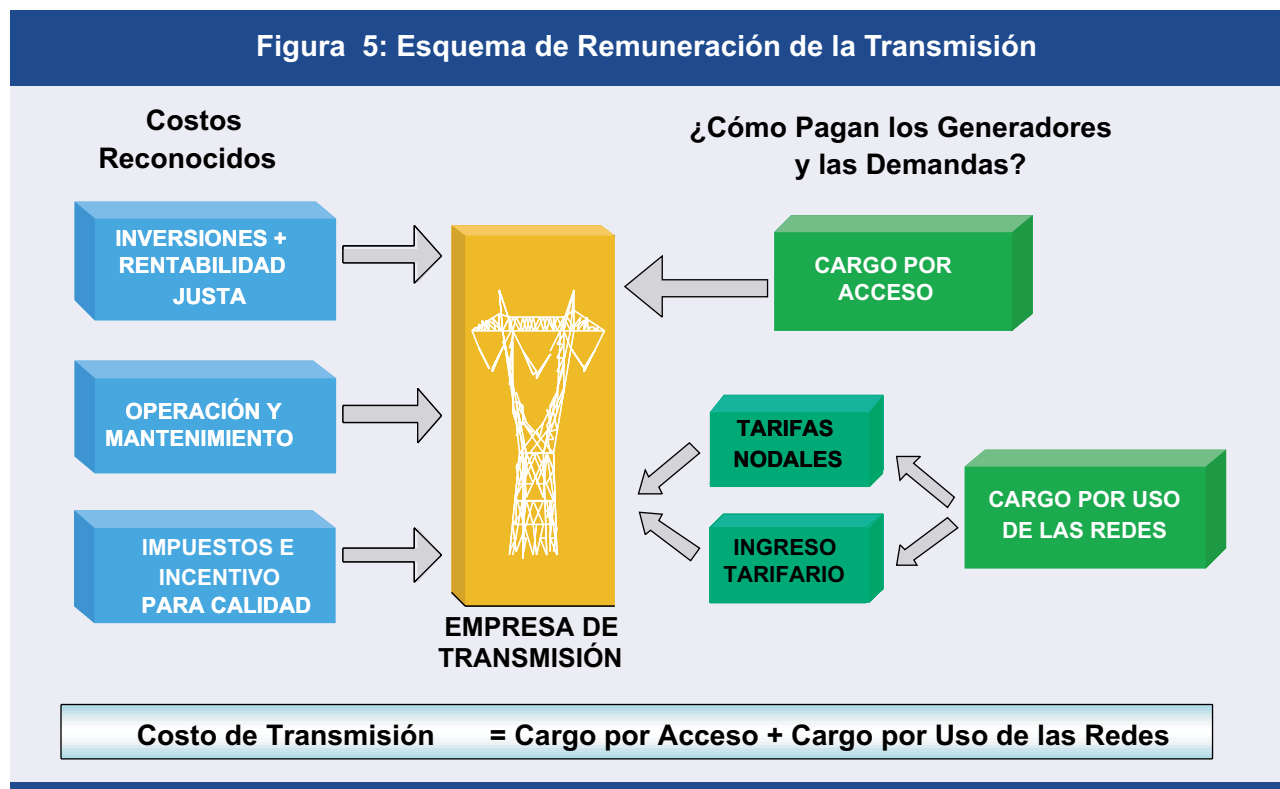
- Análisis comparativo con empresas internacionales y locales de transmisión considerando los costos y gastos relacionados con la prestación del servicio.
- Se adopta como criterio de comparación un coeficiente que calcule los gastos de administración, operación y mantenimiento como un porcentaje del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de cada empresa.

Este coeficiente se ajustará considerando los costos laborales y de insumos en Venezuela.

Para recuperar los costos de transmisión se diseñaran los siguientes cargos:

- Cargo por Acceso: Es el asociado al costo del equipamiento de conexión y transformación, más los costos de operación y mantenimiento conforme con la calidad del servicio requerida. Este cargo será pagado por los agentes conectados directamente a las instalaciones de transmisión en proporción a la potencia conectada.

Figura 5: Esquema de Remuneración de la Transmisión



Fuente: FUNDELEC, 2002.

30. Información tomada del borrador Normas sobre el Régimen Económico del Servicio Eléctrico.

31. Un mecanismo alternativo para remunerar la nueva infraestructura es utilizar el esquema aplicado en muchos países, incluyendo a Perú y Brasil, donde se subasta el derecho a la construcción de nueva infraestructura de transmisión. El oferente que requiera la menor remuneración anual recibe la concesión, la cual se distribuye entre los cargos por uso y cargos por acceso.

- Cargo por uso de las Redes: Es el asociado al uso del equipamiento de transmisión dedicado a conectar entre sí a los distintos nodos del sistema, de acuerdo con la calidad del servicio requerida. Este cargo será obtenido mediante un método que considere la participación de cada usuario en los costos de las instalaciones de transmisión.

### Régimen de Transición

La estimación de los costos de transmisión se realizará como está previsto en el Régimen Permanente, planteándose la transición en el diseño de las tarifas a trasladar a la demanda (Distribuidoras y Grandes Usuarios).

Las tarifas a trasladar a la demanda serán el costo resultante de dividir los costos totales reconocidos para cada línea de transmisión entre la demanda total, considerando la rentabilidad reconocida. El pago se hará por medio de una tarifa por servicio de transmisión a nivel nacional, conocido como “Método de Estampilla Postal”, donde la tarifa se establece independiente de la ubicación de la oferta y la demanda. Los propietarios de las redes de transmisión recibirán la remuneración regulada asignada a las redes bajo su propiedad.

Al igual que en el caso de contratos de suministro de generación, en transmisión existen contratos por el uso de las redes por parte de terceros, firmados antes del inicio del período de transición, los cuales serán sometidos a consideraciones legales, para evaluar si continúan vigentes o no dado que la LOSE establece el libre acceso a las redes y que las mismas estarán a la orden del CNG o en su defecto del MEM.

### Remuneración Actividad de Distribución

#### Régimen Permanente

La metodología para definir los costos de distribución y comercialización consiste en partir de las empresas

reales e introducirles criterios de eficiencia, es decir, se va a aplicar un criterio mixto de remuneración por costos históricos y Valor Nuevo de Reemplazo. Con base en el diseño de redes y organizaciones empresariales adaptadas, se calculan los costos y se determina la remuneración para cada empresa de distribución. Los mismos variarán de una a otra dependiendo de su área de atención, nivel de densidad y la estructura de su mercado. Los costos en términos eficientes son:

- Costos en redes de baja y media tensión determinados mediante la correspondiente cuota anual del Valor Nuevo de Reemplazo, para redes de referencia técnica y económicamente adaptadas para la prestación del servicio, con base en los siguientes criterios:

- Definición de indicadores por parte del regulador, que permitirán establecer los sectores de distribución típicos, que serán zonas geográficas electrificadas con similares valores agregados de distribución por unidad de potencia.

- Para cada sector de distribución típico, se obtendrá una red de referencia a partir de muestras representativas en cada sector, ajustando su dimensionamiento para la adaptación técnica y económica eficiente y de acuerdo con un nivel de calidad de servicio preestablecido por el regulador.

- Determinadas las redes de referencia, se calculará la inversión requerida para cada una de ellas, considerando materiales, mano de obra, ingeniería y costos indirectos, a los precios de referencia que serán definidos por el regulador.

- El Valor Nuevo de Reemplazo aplicable a un área de servicio se obtendrá como el promedio de dicho valor correspondiente a la red de referencia de cada sector típico en el área, ponderado según la demanda atendida en cada uno de ellos.

- Costos en redes de subtransmisión se determinan con base en la correspondiente cuota anual del Valor Nuevo de Reemplazo de los activos, calculado en condiciones de eficiencia.
- Costos de operación y mantenimiento eficientes, serán determinados por nivel de tensión y se establecen mediante el análisis de las redes de referencia y de las instalaciones de subtransmisión, tomando en cuenta aspectos tales como los parámetros de calidad del servicio, la dispersión geográfica de los usuarios, el diseño y topología de las redes de distribución.
- Costos indirectos, se definen con base en una empresa de referencia eficiente, diseñada mediante un análisis de procesos que tome en cuenta los objetivos de calidad técnica y comercial.
- Pérdidas de energía eléctrica, las cuales serán definidas por el regulador para cada período tarifario.
- Costos por gestión comercial serán los correspondientes a una operación eficiente.
- Costo del capital de trabajo, será el equivalente a uno o dos meses de facturación, reconociéndose como anualidad el porcentaje de la tasa de remuneración definida por el regulador.
- Rentabilidad justa acorde con actividades de riesgo similar.

Los costos en referencia son determinados por niveles de tensión y asignados a usuarios finales, con base en factores de asignación productos de:

- Los resultados de los estudios de caracterización de carga,
- Los datos del mercado aportados por las empresas distribuidoras, los cuales incluirán, al menos, para cada grupo de usuarios o categoría tarifaria, la energía y potencia facturadas, las pérdidas eléctricas y el número de usuarios.

Las Tarifas a usuarios finales tendrán los siguientes costos detallados:

- Costos por compra de energía,
- Costos por transmisión,
- Costos por gestión del sistema,
- Costos por la distribución,
- Costos por la gestión comercial,
- Costos del regulador.

### **Régimen de Transición**

La determinación de los costos de distribución y comercialización no requiere pasar por un período de transición, razón por la cual la remuneración se prevé determinarla como se plantea en el régimen permanente, siendo la única excepción la consideración de la separación contable y no jurídica de las actividades.

### **Subsidios**

La LOSE en cuanto a la definición de los subsidios establece lo siguiente:

- El Ejecutivo Nacional podrá establecer subsidios a usuarios residenciales de muy bajos ingresos o a sectores específicos.
- No se permiten subsidios cruzados entre sectores o entre regiones.
- Los subsidios serán directos, focalizados y temporales
- Se crea un fondo de subsidios con el 1% de la remuneración de los generadores.
- Se establecerá una política clara de subsidios.

En este sentido, el MEM ha conformado un equipo de trabajo en FUNDELEC encargado de proponer la política de subsidios a seguir para el período tarifario 2004-2007. Conociéndose que se cuantificará la cantidad de dinero que recibe el Sector Eléctrico por concepto del diferencial de precios de los combustibles internos en relación con los precios de exportación, considerándose este diferencial como un subsidio que todas las clases de servicio han recibido, hasta el primer semestre de 2004, por igual. Para el nuevo período tarifario 2004-2007, se prevé canalizar estos recursos para financiar el subsidio a clases de servicio específicas que reúnan ciertas características predefinidas por el regulador.

Los subsidios se estima se manejarán como descuentos sobre las tarifas definidas para cada clase de servicio, los cuales se detallarán en las facturas de electricidad, de forma de crear conciencia del valor real de la tarifa y el que se paga producto de una política de subsidio, adicionalmente se informará la fuente de financiamiento del mismo.

## Régimen Tarifario Vigente

El régimen tarifario vigente para el sector eléctrico fue aprobado por los Ministros de Energía y Minas, y Producción y Comercio, y publicadas en Gaceta Oficial<sup>32</sup>. Son niveles tarifarios definidos por el MEM, que representan precios máximos que las empresas deben respetar. El régimen tarifario vigente fue estimado originalmente para el período 1999-2002, y fue modificado por el MEM en dos (2) oportunidades, lo cual fue percibido por las empresas como un cambio en las reglas<sup>33</sup>. Este pliego continuará vigente hasta que se publique en Gaceta Oficial el nuevo pliego.

La determinación de los niveles tarifarios proviene de la realización de estudios de Costo del Servicio y de Caracterización de la Carga, para cada una de las empresas del sector, los cuales son ejecutados por MEM-FUNDELEC, conjuntamente con los representantes de las empresas, quienes están obligados a suministrar a MEM-FUNDELEC la información necesaria para realizar los mismos.

La remuneración de la inversión, hasta el primer semestre del año 2004, se realiza utilizando la metodología de Costo más Beneficio, mejor conocida como Cost-Plus, la cual ha sido aplicada bajo un esquema de empresas integradas verticalmente. Consiste en el reconocimiento de todos los costos en que incurre una empresa eléctrica para prestar el servicio, más una rentabilidad máxima definida por el MEM, que es un porcentaje que se aplica sobre la base tarifaria<sup>34</sup>.

En la Figura 6 se presenta la formación de los costos a reconocer para cada una de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, especificándose los niveles de rentabilidad reconocidos por el MEM para cada actividad. Con base en estos se diseñan tarifas únicas para cada empresa del sector. Una vez definida la tarifa promedio se diseñan las tarifas para cada clase de consumidor considerando los resultados del estudio de Caracterización de la Carga<sup>35</sup>, que suministra información sobre la forma en que los distintos tipos de clientes hacen uso del sistema eléctrico, permitiendo determinar la responsabilidad que cada uno tiene en los costos en que incurre la empresa para prestar el servicio, obteniéndose lo que se denomina Factores de Asignación por clase de servicio (Residencial, General Baja Tensión, General Media Tensión, etc.), y que definen las diferencias razonables que se presentan entre las distintas tarifas a aplicar a los clientes.

32. Gaceta Oficial N° 37.415, de fecha 03 de abril de 2002.

33. En la primera oportunidad, en junio de 2001, la motivación fue actualizar las premisas macroeconómicas y de precios de los combustibles y de la energía comprada, dado que el comportamiento real de las mismas se ubicaba muy por debajo de las previstas en las estimaciones utilizadas para definir los costos. Adicionalmente, se aprovechó para limitar el impacto de los incrementos en las tarifas residenciales.

34. En la segunda oportunidad, en abril de 2002, la motivación fue actualizar las combinaciones de los tipos de combustibles y cantidades necesarias para la generación de energía, así como eliminar el concepto de energía de sustitución (energía a bajo precio cuando existen excedentes de agua), que EDELCA suministraba a las empresas. Esto se produce por la existencia de una fuerte sequía que limitó las cantidades de energía hidroeléctrica disponible para abastecer la demanda, obligando a generar al máximo con termoelectricidad, implicando esto mayores costos para las empresas y los usuarios finales. Adicionalmente, se aprovechó para limitar el impacto de los incrementos en las tarifas residenciales.

35. En teoría este porcentaje es el porcentaje mostrado en la Figura 6. En la práctica, sin embargo, dados todos los retrasos en la aplicación de factores de ajuste, no se ha dado este nivel de remuneración. Se entiende como Base Tarifaria la suma del total de activos fijos netos promedio revaluados (según la declaración de impuestos sobre activos empresariales, ISLR), más un capital de trabajo equivalente a tres (3) meses de los gastos de operación y mantenimiento.

36. En Venezuela el MEM a través de FUNDELEC ha realizado a la fecha dos Estudios de Caracterización de la Carga, denominados Fase I (1998) y Fase II (2000). El primero sirvió de base para el diseño tarifario del régimen vigente, y el segundo ha sido utilizado en el Estudio de Costos y Tarifas para Electricidad. Este último está siendo ejecutado por MEM-FUNDELEC para definir la propuesta metodológica del nuevo régimen Económico para el Sector Eléctrico con base en lo establecido en la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico y está sirviendo de base para el diseño de las tarifas del régimen previsto para el período 2004-2007.

Una vez asignados los Costos del Servicio, los mismos se reparten entre las ventas prevista por empresa para cada clase de servicio, considerando un porcentaje de Pérdidas de Energía Acreditadas,<sup>36</sup> y no las que realmente tiene la empresa. Esto implica que los clientes conectados legalmente tienen una responsabilidad parcial sobre los costos asociados a la energía consumida por los clientes conectados ilegalmente o a los diferenciales entre las estimaciones y los consumos reales.<sup>37</sup> El diferencial entre las pérdidas acreditadas y las pérdidas reales ocasiona a las empresas importantes niveles de costos no reconocidos en las tarifas. Como se verá más adelante, este diferencial puede ser muy importante para algunas empresas. Posteriormente se aplica Factores de Ajustes sobre cada clase de servicio, que corrigen las variaciones que puedan producirse en premisas claves asumidas para la determinación de los costos a reconocer en las tarifas. Estos Factores de Ajustes son los denominados:

- Factor de Ajuste de Precios (FAP), de aplicación semestral, que corrige los cambios en las variables macroeconómicas como son Inflación Nacional y de Estados Unidos (IPC y CPI) y Tipo de Cambio (Bs/\$), con una ponderación, por empresa, entre lo costos que varían con base en los precios a nivel nacional y los que varían con base en los precios a nivel internacional.
- Cargo por Ajuste en el Precio del Combustible o de la Energía Comprada (CACE), que es de aplicación mensual.

Estos factores se aplican a todas las clases de servicio por igual, excluyendo únicamente a la Tarifa Residencial Social, esto motivado por una decisión política al momento de autorizar y publicar los niveles tarifarios. La Tarifa Residencial Social se aplica al valor nominal publicado en la Gaceta Oficial<sup>38</sup>, y la misma está dirigida a aquellos clientes cuyo consumo no supere un límite establecido por el MEM que difiere de una empresa a otra:

**Figura 6: Formación de los Costos en un Esquema de Empresas Integradas**



Fuente: FUNDELEC, 2001

36. Es la diferencia existente entre la disponibilidad de energía, a la entrada del sistema de transmisión o distribución, y el consumo final de energía por parte de los usuarios.

37. Una de los objetivos del Proyecto de CADAFE para la optimización de su gestión comercial es medir todo el consumo de sus clientes. En la actualidad, los consumos de una porción de sus clientes son estimados con base en consumos típicos. Estos consumos típicos, sin embargo, pueden presentar desviaciones importantes con respecto a lo que se consume realmente ya que los clientes no tienen incentivos a limitar sus consumos.

38. Gaceta Oficial N° 37.415, de fecha 03 de abril de 2002.

- ENELVEN Y ENELCO: el límite establecido es hasta 300 kWh por mes.

CADAFE y sus empresas filiales, EDC y Filiales y ELEVAL: el límite establecido es 200 kWh por mes.

- ELEBOL, ENELBAR, CALEY y CALIFE: el límite establecido es 100 kWh por mes.

La política de subsidios aplicada estuvo orientada a reducir el subsidio entre clases de servicio (por ejemplo de no residenciales a residenciales), implementándose el subsidio dentro de una misma clase. En nuestro caso, los clientes residenciales de alto consumo subsidian a los de bajo consumo, buscando que el promedio ponderado de las tarifas residenciales fuese equivalente a la tarifa requerida por la empresa para recuperar los costos asociados a esta clase de servicio.

Las Tarifas Eléctricas resultantes para cada empresa del sector difieren de una empresa a otra, dado que sus costos dependen de:

- El parque de generación propio de cada empresa (Tecnología y Combustibles a utilizar),
- Existencia de necesidades, diferentes para cada empresa, para completar el abastecimiento de su demanda, con compras de energía y potencia a terceros,
- La utilización de las líneas de transmisión propias de cada empresa y en la utilización de líneas de transmisión y de distribución de terceros para abastecer su demanda,
- La no existencia de libre acceso a las redes de transmisión y distribución que obligan a los usuarios a ser clientes de las empresas que abastecen las áreas en donde se encuentren ubicados,
- La densidad del mercado que abastecen (a mayor

densidad menores costos de distribución),

- La composición del mercado entre clientes residenciales y no residenciales,
- Pérdidas de energía no técnicas que son reconocidas.

Bajo este esquema de definición de los costos se obtienen niveles tarifarios diferentes por áreas geográficas. Las empresas que no poseen generación o cuya generación es insuficiente deben comprar la energía y potencia a terceros para abastecer la demanda de los clientes del área de la empresa que corresponda, cuando sea requerido. Los precios de este mercado también han sido regulados para las empresas eléctricas que accedan al mismo. Situación similar se presenta para el caso de los peajes de transmisión contratados a terceros.

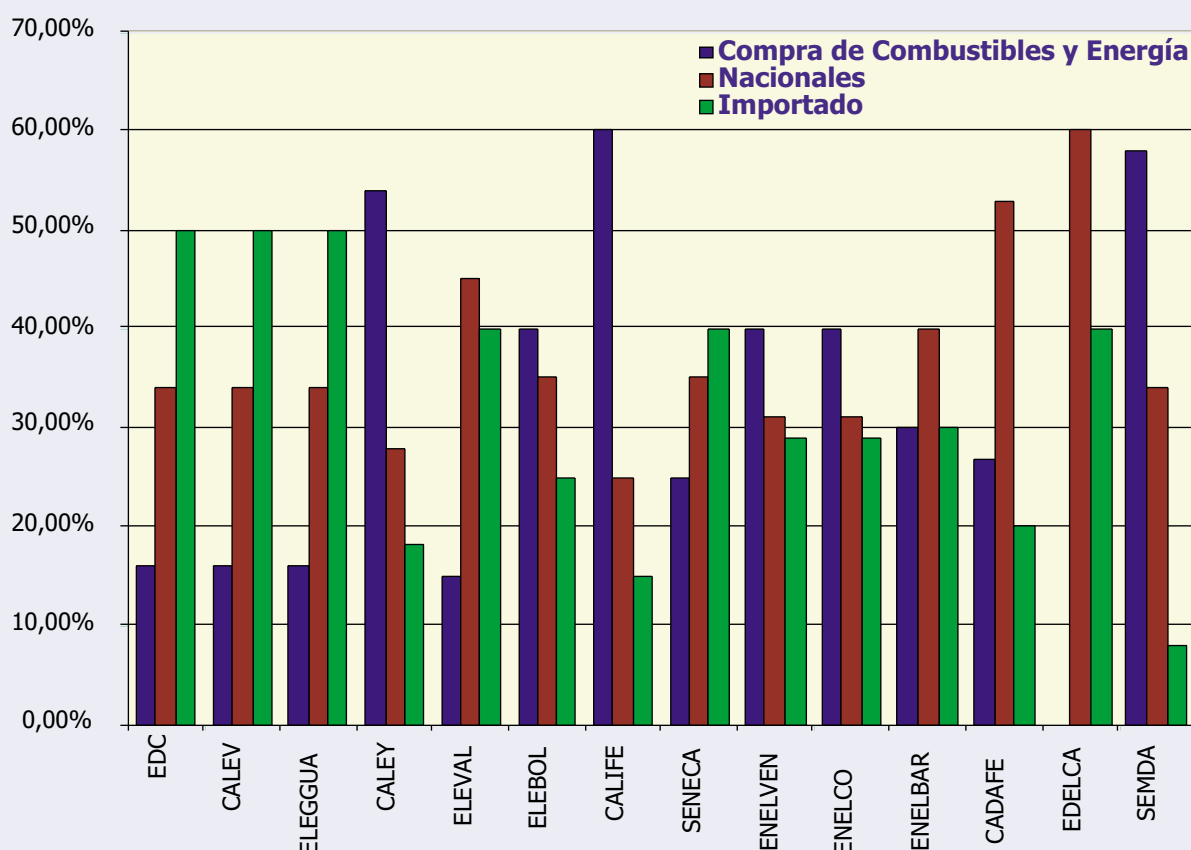
El cálculo se realizó con base en una empresa "eficiente" que realizara la actividad utilizando las mejores prácticas de la industria. Este pliego consideraba<sup>39</sup> un período de transición que reconocía el nivel de pérdidas existentes y creaba incentivos para que las empresas redujeran estas pérdidas. El pliego tarifario también buscaba que se mantuviera la remuneración en dólares y la reducción de subsidios cruzados entre clases de consumidores. En el año 2000 y debido a razones de índole política se buscó desacelerar la reducción de los subsidios cruzados y en el año 2001 se bajó de prioridad el objetivo de mantener la tarifa promedio en dólares. En el Gráfico 1 se presentan las estructuras de costos por empresa, previstas para el año 2002.

Los niveles tarifarios vigentes son ajustados considerando las proporciones presentadas en el Gráfico 1, razón por la cual el conservar los niveles tarifarios en términos reales no significa preservar su valor en dólares o en bolívares, sino es una combinación de ambos, dada la ponderación preestablecida en la estructura de costos y el objetivo es mantener la rentabilidad de la empresa.

39. Se consideraron en la estimación de los niveles tarifarios, pérdidas de energía técnicas y no técnicas acreditadas, es decir, valores reconocidos que se encontraban por encima de los eficientes y por debajo de los reales, trazando un horizonte decreciente de las mismas, hasta alcanzar niveles razonables para el año 2002. Adicionalmente, se implementó la política de reducción de subsidios cruzados, de los No Residenciales a los Residenciales, meta que se alcanzaba para el año 2002, y se implementó el subsidio intracase residencial, donde los clientes Residenciales de mayor consumo subsidian a los de menor consumo (200kWh mes hoy en día). En la práctica las tarifas no residenciales fueron alcanzando la meta de sincerar los costos eficientes del servicio, y la tarifas residenciales se han ido incrementando en términos reales pero sin alcanzar el costo eficiente del servicio, producto de la adopción de políticas por parte de las empresas del Estado para minimizar problemas de índole social.



**Gráfico 1: Estructura Costos del Servicio: Compra de Combustibles y Energía, Componente Nacional y Componente Importado – Año 2002**



Fuente: Elaboración propia con base en Gaceta Oficial 34.415 de fecha 03 de abril de 2002, Gaceta Oficial 36.612 de fecha 30 de diciembre de 1998 y Gaceta Oficial 36.629 de fecha 26 de enero de 1999.

En el Gráfico 2 se presentan los niveles tarifarios promedios correspondientes al año 2002, 2003 y abril-2004, en Mills \$ por kWh, pudiéndose observar una tendencia decreciente de los mismos, que se explica fundamentalmente por:

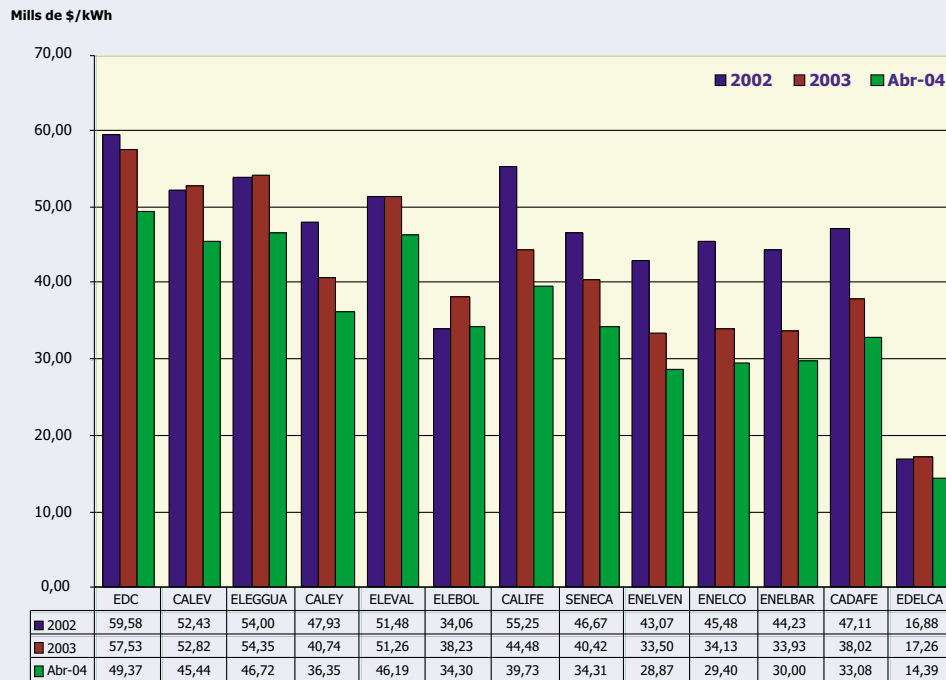
- La no aplicación del valor acumulado real del FAP.
- Existencia de diferentes estructuras de costos en cuanto a las proporciones por compras de combustibles y energía, componente nacional y componente importado.

Aquellas empresas con mayor proporciones de costos por componentes nacionales y compra de energía y combustible, (por ejemplo CALIFE, CALEY, ELEBOL)

que aplicaron su FAP en el 2002 y 2003, presentan una reducción mayor de sus niveles tarifarios, en comparación con EDC y ELEVAL, dado que la variación de los componentes en bolívares es menor que la de los componentes en dólares.

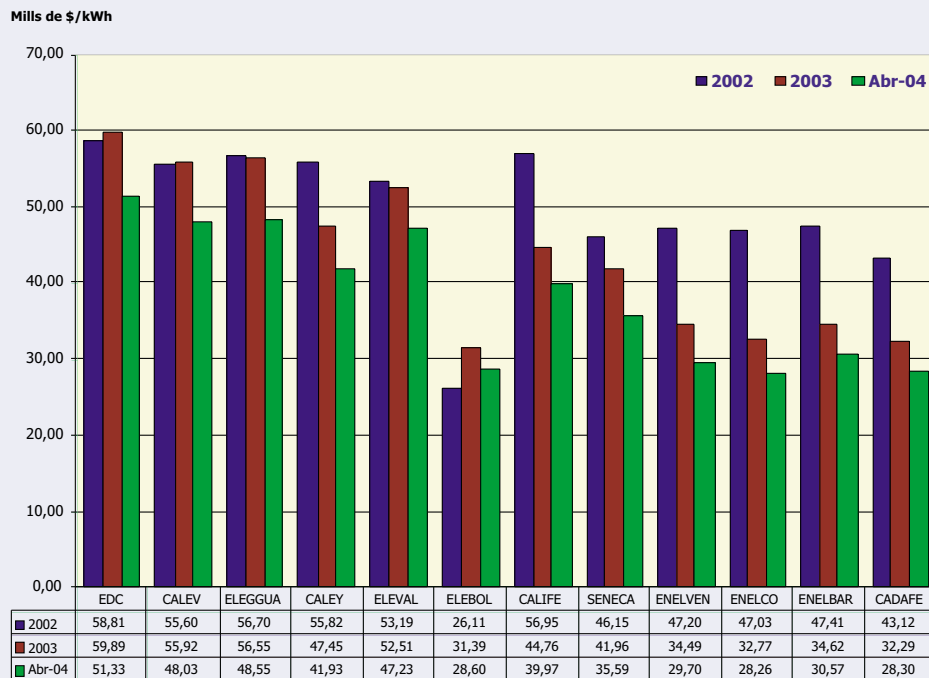
En los Gráfico 3 y Gráfico 4 se presentan los niveles tarifarios promedios de la clase residencial y de la no residencial respectivamente, en Mills \$ por kWh por empresas correspondiente al año 2002, 2003 y abril-04.

**Gráfico 2: Niveles Tarifarios Promedios en Mills \$ /kWh**



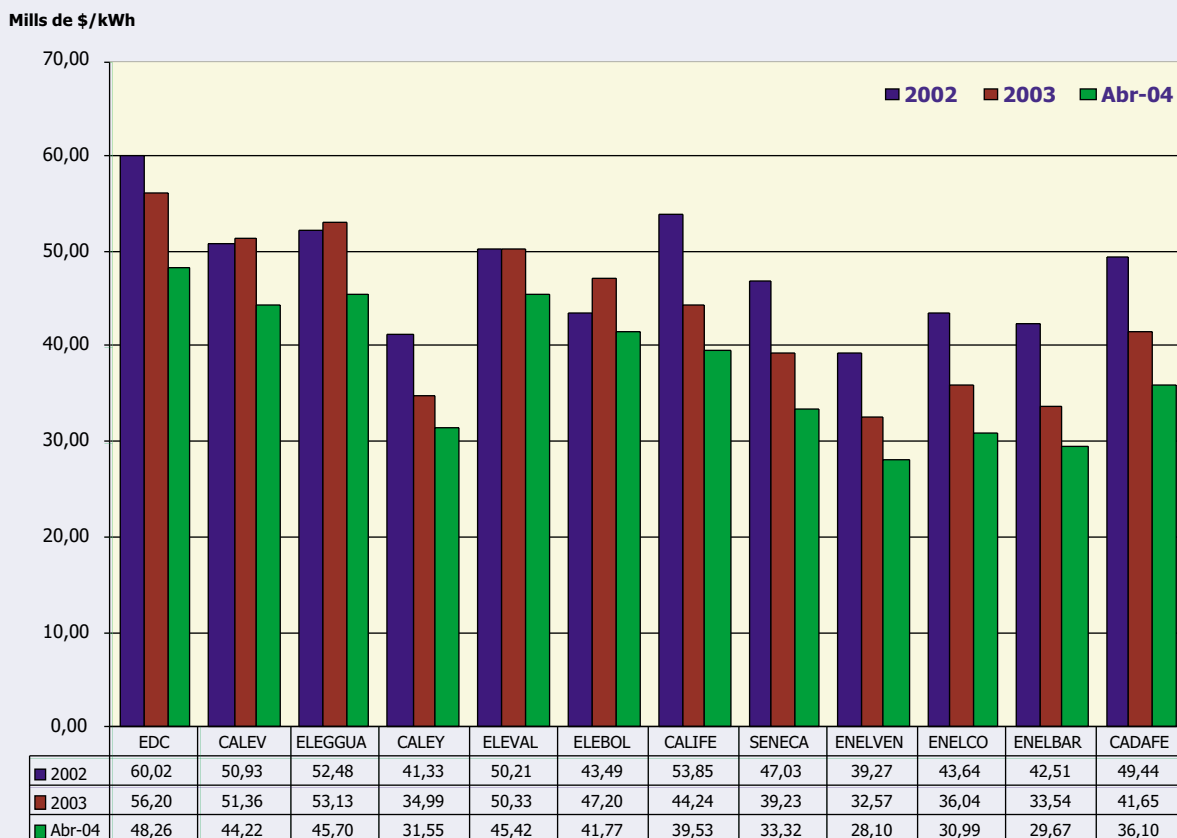
Fuente: Elaboración Propia con base en Datos del CACE, FAP, Estadísticas de CAVEINEL y BCV (2002: 1.160,95 Bs/\$, 2003: 1.600 Bs/\$ y en Abril-04: 1.920 Bs/\$)

**Gráfico 3: Niveles Tarifarios Promedios Residenciales Mills \$ /kWh**



Fuente: Elaboración Propia con base en Datos del CACE, FAP, Estadísticas de CAVEINEL y BCV (2002: 1.160,95 Bs/\$, 2003: 1.600 Bs/\$ y en Abril-04: 1.920 Bs/\$)

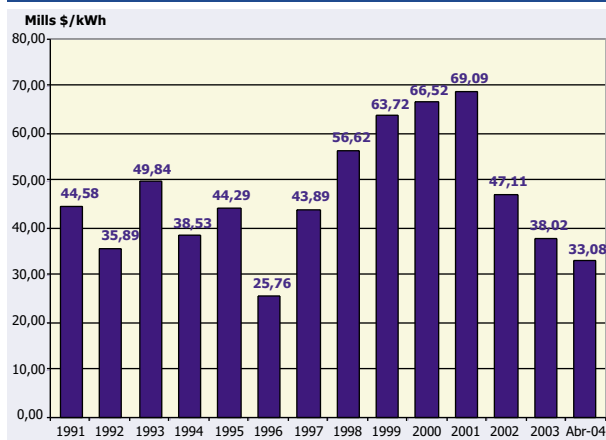
## Gráfico 4: Niveles Tarifarios promedios No Residenciales en Mills \$ /kWh



Fuente: Elaboración Propia con base en Datos del CACE, FAP, Estadísticas de CAVEINEL y BCV (2002: 1.160,95 Bs/\$, 2003: 1.600 Bs/\$ y en Abril-04: 1.920 Bs/\$)

A continuación se presentan un gráfico por empresa eléctrica con las tarifas promedio en Mills \$/kWh para el período 1991-2003.<sup>40</sup>

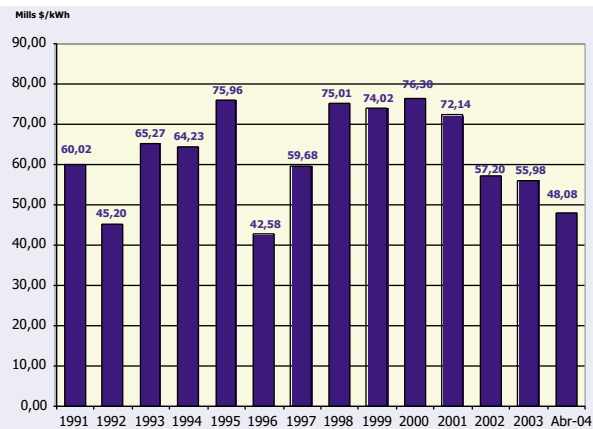
## Gráfico 5: CADAPE Tarifa Promedio Anual en Mills \$/kWh – Período 1991-2003



Fuente: Elaboración Propia con base en Datos del CACE, FAP, Estadísticas de CAVEINEL y BCV

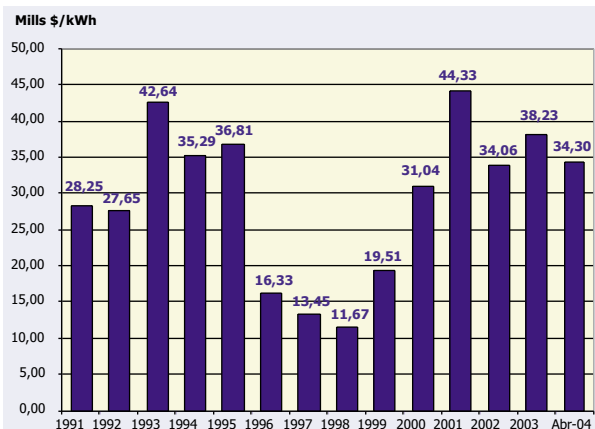
40. Las paridades cambiarias utilizadas fueron tomadas del Banco Central de Venezuela ([www.bcv.gov.ve](http://www.bcv.gov.ve)) siendo: 1991: 56,93 Bs/\$, 1992: 68,41 Bs/\$, 1993: 91,15 Bs/\$, 1994: 148,89 Bs/\$, 1995: 176,85 Bs/\$, 1996: 417,34 Bs/\$, 1997: 488,59 Bs/\$, 1998: 547,55 Bs/\$, 1999: 605,70 Bs/\$, 2000: 679,93Bs/\$, 2001: 723,67 Bs/\$, 2002: 1160,95 Bs/\$, 2003: 1600 Bs/\$ y Abril 2004: 1920 Bs/\$.

**Gráfico 6: Electricidad de Caracas y Empresas Filiales Tarifa Promedio Anual en Mills \$/kWh – Período 1991-2003**



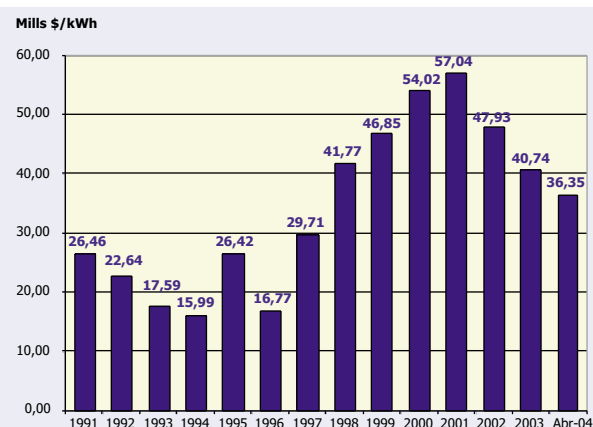
Fuente: Elaboración Propia con base en Datos del CACE, FAP, Estadísticas de CAVEINEL y BCV

**Gráfico 9: ELEBOL Tarifa Promedio Anual en Mills \$/kWh Período 1991-2003**



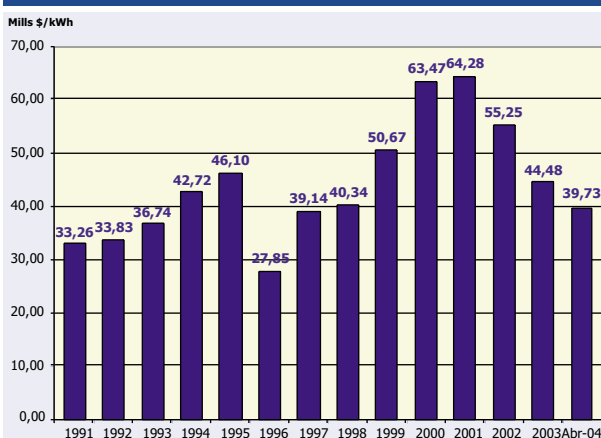
Fuente: Elaboración Propia con base en Datos del CACE, FAP, Estadísticas de CAVEINEL y BCV

**Gráfico 7: CALEY Tarifa Promedio Anual en Mills \$/kWh Período 1991-2003**



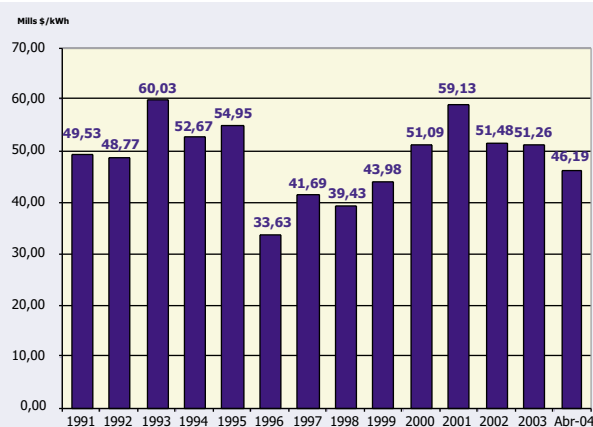
Fuente: Elaboración Propia con base en Datos del CACE, FAP, Estadísticas de CAVEINEL y BCV

**Gráfico 10: CALIFE Tarifa Promedio Anual en Mills \$/kWh Período 1991-2003**



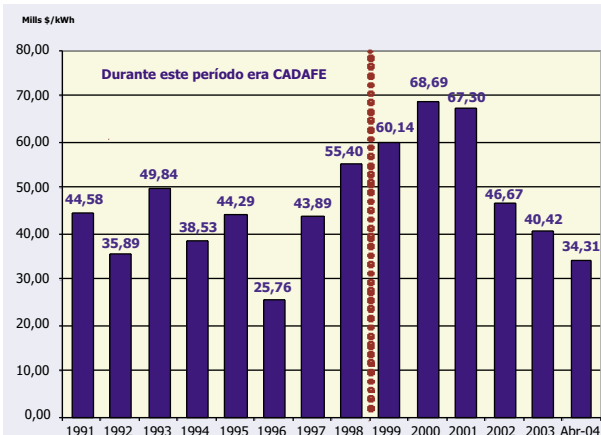
Fuente: Elaboración Propia con base en Datos del CACE, FAP, Estadísticas de CAVEINEL y BCV

**Gráfico 8: ELEVAL Tarifa Promedio Anual en Mills \$/kWh Período 1991-2003**



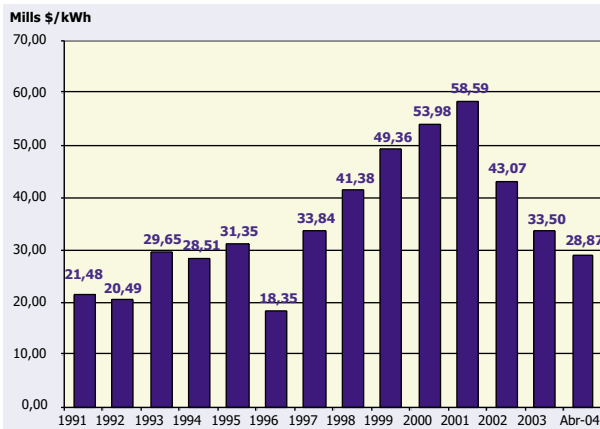
Fuente: Elaboración Propia con base en Datos del CACE, FAP, Estadísticas de CAVEINEL y BCV

**Gráfico 11: SENECA Tarifa Promedio Anual en Mills \$/kWh Período 1991-2003**



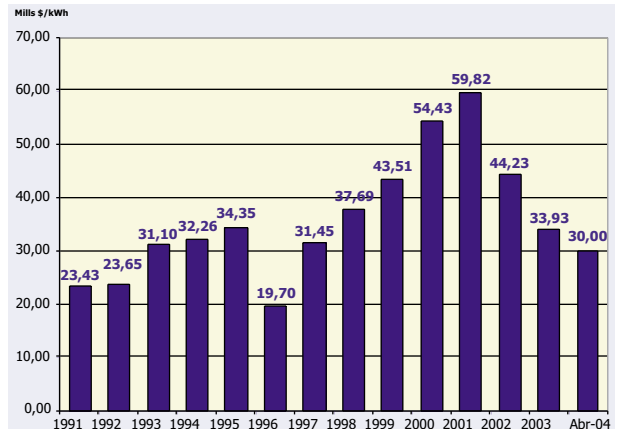
Fuente: Elaboración Propia con base en Datos del CACE, FAP, Estadísticas de CAVEINEL y BCV

**Gráfico 12: ENELVEN Tarifa Promedio Anual en Mills \$/kWh Período 1991-2003**



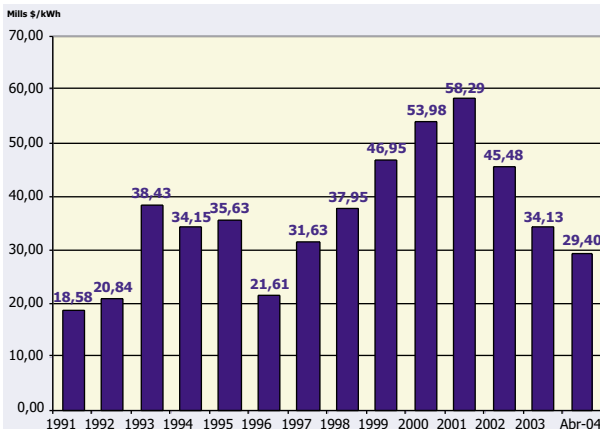
Fuente: Elaboración Propia con base en Datos del CACE, FAP, Estadísticas de CAVEINEL y BCV

**Gráfico 14: ENELBAR Tarifa Promedio Anual en Mills \$/kWh Período 1991-2003**



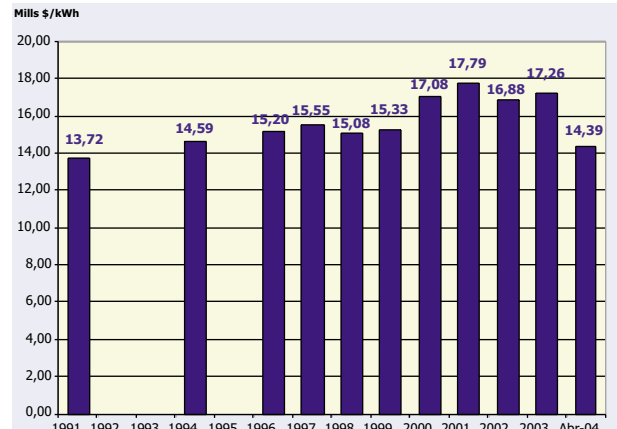
Fuente: Elaboración Propia con base en Datos del CACE, FAP, Estadísticas de CAVEINEL y BCV

**Gráfico 13: ENELCO Tarifa Promedio Anual en Mills \$/kWh Período 1991-2003**



Fuente: Elaboración Propia con base en Datos del CACE, FAP, Estadísticas de CAVEINEL y BCV

**Gráfico 15: EDELCA Tarifa Promedio Anual en Mills \$/kWh Período 1991-2003**

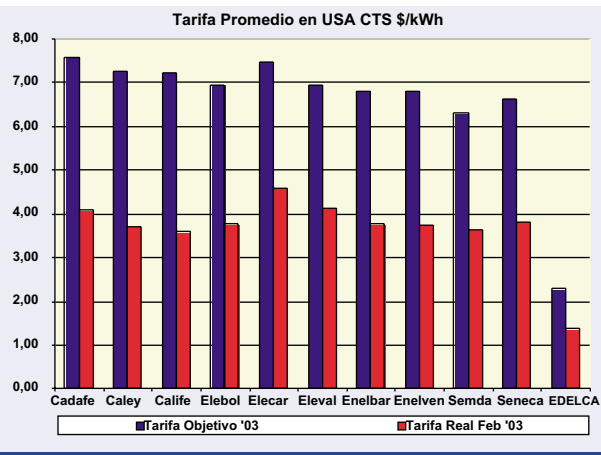


Fuente: Elaboración Propia con base en Datos del CACE, FAP, Estadísticas de CAVEINEL y BCV

Existe un rezago en las tarifas eléctricas (ver Gráfico 16 y Gráfico 17). Este se presenta como consecuencia de la aceleración del porcentaje de devaluación del bolívar en relación con el dólar debido a que las tarifas eléctricas poseen un componente importante en dólares, y el ajuste de las mismas se realiza por la variación de las variables macroeconómicas reales en relación con las previstas en la estimación de las mismas. El ajuste se realiza

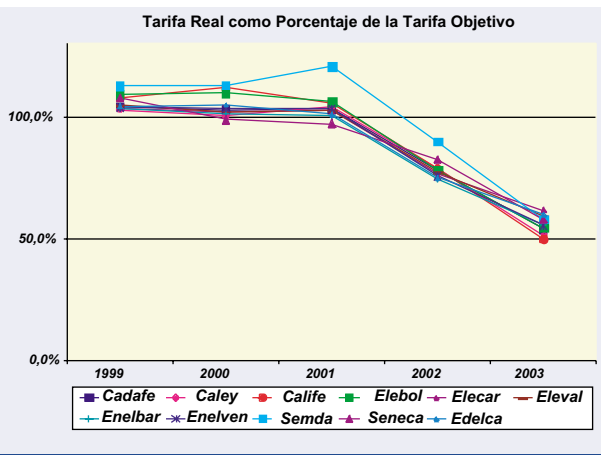
semestralmente, y es producto de los cambios en la inflación, en la paridad Bs/\$ e inflación externa.

**Gráfico 16. Comparación entre las tarifas objetivo del pliego tarifario de 1999 y las tarifas de febrero de 2003 por empresa.**



Fuente: Elaboración Propia con base en Datos del CACE, FAP, Estadísticas de CAVEINEL y BCV

**Gráfico 17. Evolución de la tarifa real (en US\$) como porcentaje de la tarifa promedio objetivo del pliego tarifario.**



Fuente: Elaboración Propia con base en Datos del CACE, FAP, Estadísticas de CAVEINEL y BCV

**Factores de Ajuste**

Los factores de ajuste tienen como objetivo conservar en términos reales los niveles tarifarios definidos para un período de cuatro años. La aplicación de estos factores permiten corregir las variaciones que se producen en los indicadores de inflación nacional (IPC), inflación externa (Estados Unidos - CPI) y paridad cambiaria (Bs/\$), utilizados como referencia en la estimación de los costos del servicio eléctrico.

Los Factores de Ajuste que se encuentran vigentes en Venezuela son los siguientes :<sup>41</sup>

- El Factor de Ajuste de Precios (FAP), de aplicación semestral, que corrige los cambios en las variables macroeconómicas, y se define como:

$$FAP_{(s)} = PCE_{(T)} + \left[ PCN_{(T)} \cdot \frac{VIN^R_{(s-1)}}{VIN^P_{(s-1)}} \right] + \left[ PCI_{(T)} \cdot \frac{VII^R_{(s-1)} \cdot PC^R_{(s-1)}}{VII^P_{(s-1)} \cdot PC^P_{(s-1)}} \right]$$

**Donde:**  
**PCE<sub>(T)</sub>** = Participación en por unidad de los costos por concepto de compra de combustibles y energía, con respecto al total de requerimientos de ingresos para el año "T", prevista en el cálculo de los niveles tarifarios.  
**PCN<sub>(T)</sub>** = Participación en por unidad del resto del Componente Nacional con respecto al total de requerimientos de ingresos para el año "T", prevista en el cálculo de los niveles tarifarios.  
**PCI<sub>(T)</sub>** = Participación en por unidad del Componente Importado con respecto al total de requerimientos de ingresos para el año "T", prevista en el cálculo de los niveles tarifarios.  
**VIN<sub>(s-1)</sub>** = Variación Real en por unidad del Índice de Precios al Consumidor del Área Metropolitana de Caracas, publicado por el Banco Central de Venezuela (BCV), desde el momento inicial "0" (31/12/01) hasta el cierre del semestre "s-1".

**VIN<sub>(s-1)</sub>** = Variación Prevista en por unidad del Índice de Precios al Consumidor del Área Metropolitana de Caracas, desde el momento inicial "0" (31/12/01) hasta el cierre del semestre "s-1".  
**VII<sub>(s-1)</sub>** = Variación Real en por unidad del Índice de Precios al Consumidor (Consumer Price Index – All Urban Consumers, Not Seasonally Adjusted, U.S. city average, all items, Base period: 1982-84=100) de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Bureau of Labor Statistics del U.S. Department of Labor, desde el momento inicial "0" (31/12/01) hasta el cierre del penúltimo mes del semestre "s-1".  
**VII<sub>(s-1)</sub>** = Variación Prevista en por unidad del Índice de Precios al Consumidor (Consumer Price Index – All Urban Consumers, Not Seasonally Adjusted, U.S. city average, all items, Base period: 1982-84=100) de los Estados Unidos de Norteamérica, desde el momento inicial "0" (31/12/01) hasta el cierre del semestre "s-1".  
**PC<sub>(s-1)</sub>** = Paridad Cambiaria Real Promedio del semestre "s-1".  
**PC<sub>(s-1)</sub>** = Paridad Cambiaria Prevista Promedio del semestre "s-1".

- El Cargo por Ajuste en el Precio del Combustible o de la Energía Comprada (CACE), de aplicación mensual, y se define como:

$$CACE_{(t)} = \frac{\sum_{i=1}^n \left( P_{(i,t)}^R - P_{(i,t)}^P \right) \cdot C_{(i,t)}^P}{ETR_{(t)}^P \cdot \left( 1 - \frac{PPA_{(t)}}{100} \right)}$$

**Donde:**  
**P<sub>(i,t)</sub><sup>R</sup>** = Precio Real del combustible o de la energía comprada "i" para el mes "t", expresado en las unidades que les corresponda.  
**P<sub>(i,t)</sub><sup>P</sup>** = Precio Previsto del combustible o de la energía comprada "i" para el mes "t", expresado en las unidades que les corresponda.  
**C<sub>(i,t)</sub><sup>P</sup>** = Cantidad Prevista del combustible o de la energía comprada "i" para el mes "t", expresado en las unidades que les corresponda.  
**ETR<sub>(t)</sub><sup>P</sup>** = Energía Total Requerida Prevista para el sistema en el mes "t", en kWh.  
**PPA<sub>(t)</sub>** = Porcentaje de Pérdidas Acreditadas en el mes "t".  
**n** = Número total de combustibles más la energía comprada.  
**i** = Tipo de combustible o de energía comprada.

En caso de modificaciones en las cantidades de los combustibles consumidos, debido a déficit comprobado de alguno de ellos o a una situación de emergencia, el CACE se calculará mediante la siguiente fórmula:

41. Gaceta Oficial 34.415 de fecha 03 de abril de 2002, Gaceta Oficial 36.612 de fecha 30 de diciembre de 1998 y Gaceta Oficial 36.629 de fecha 26 de enero de 1999.

$$CACE_{(t)} = CPCE^R_{(t)} - CPCE^P_{(t)} + CPI_{(t)}$$

Donde:

- CPCE<sup>R</sup>(t)** = Costo Promedio Real por Compras de "Combustible y Energía" en el mes "t"
- CPCE<sup>P</sup>(t)** = Costo Promedio Previsto por Compras de "Combustible y Energía" en el mes "t"
- CPI(t)** = Costo Promedio Incremental en el mes "t". Permite reconocer los incrementos de costos (operación y mantenimiento y transporte de combustible), no previstos en el cálculo de las tarifas, que se originen en aquellos casos en los cuales las empresas eléctricas no reciben la totalidad de la energía comprada prevista y deben generar con sus plantas termoeléctricas las cantidades adicionales de energía eléctrica que compensen la energía no suministrada. Su aplicación requiere de la aprobación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

$$CPCE^R_{(t)} = \frac{\sum_{i=1}^M CC^R_{(i,t)} * PC^R_{(i,t)} + \sum_{j=1}^N CE^R_{(j,t)} * PE^R_{(j,t)}}{ETR^R_{(t)} * (1-PPA(t))}$$

$$ETR^R_{(t)} = \frac{\sum_{i=1}^M CC^R_{(i,t)}}{FEC(i,t)} + \sum_{j=1}^N CE^R_{(j,t)}$$

$$CPCE^P_{(t)} = \frac{\sum_{i=1}^M CC^P_{(i,t)} * PC^P_{(i,t)} + \sum_{j=1}^N CE^P_{(j,t)} * PE^P_{(j,t)}}{ETR^P_{(t)} * (1-PPA(t))}$$

$$CPI_{(t)} = \frac{CTI_{(t)}}{ETR^R_{(t)} * (1-PPA(t))}$$

Donde:

- CCR(i,t)** = Cantidad Real del Combustible comprado "i" en el mes "t", expresadas en las unidades que les correspondan.
- CCP(i,t)** = Cantidad Prevista del Combustible comprado "i" en el mes "t", expresadas en las unidades que les correspondan.
- CE<sup>R</sup>(j,t)** = Cantidad Real de la Energía Comprada "j" en el mes "t".
- CE<sup>P</sup>(j,t)** = Cantidad Prevista de la Energía Comprada "j" en el mes "t".
- PCR(i,t)** = Precio Real del Combustible comprado "i" en el mes "t".
- PCP(i,t)** = Precio Previsto del Combustible comprado "i" en el mes "t".
- PER(j,t)** = Precio Real de la Energía comprada "j" en el mes "t".
- PEP(j,t)** = Precio Previsto de la Energía comprada "j" en el mes "t".
- CTI(t)** = Costo Total Incremental en el mes "t".
- ETRR(t)** = Energía Total Requerida Real para el sistema en el mes "t".
- EFC(i,t)** = Factor de Eficiencia del Combustible "i" en el mes "t", expresado en unidades de volumen sobre unidades de energía.
- PPA(t)** = Porcentaje de Pérdidas Acreditadas en el mes "t".
- M** = Número de Combustible (Gas Metano, Diesel y Fuel Oil) comprados en el mes "t"
- N** = Número de Energías compradas en el mes "t"
- i** = Tipo de Combustible comprado.
- j** = Tipo de Energía comprada.

El FAP es un factor acumulativo que multiplica los cargos previstos en la Gaceta Oficial (Fijos, Energía y Demanda) para cada clase de servicio. El CACE se expresa en Bs/kWh y se suma a los cargos por energía, también

publicados en la Gaceta Oficial. Estos factores no se quedan permanentemente en las tarifas. Cuando se calcula un nuevo factor este sustituye al anterior. El CACE se determina con base en la información registrada de precios y cantidades utilizadas realmente en el mes anterior de su aplicación, obteniéndose un nuevo CACE cada mes que reemplaza al anterior.

Las empresas eléctricas tienen la obligación de realizar los cálculos del FAP y del CACE y remitirlos al MEM, quién notificará a las empresas los valores a aplicar. En caso de no producirse la notificación por parte del regulador las empresas podrán aplicar los valores estimados por ellas. En la práctica el CACE ha sido aplicado con regularidad y sin ningún problema por parte de todas las empresas de electricidad. En el Gráfico 18 se presentan los valores de los CACE aplicados por las empresas en abril de 2004. En el caso de EDELCA el CACE siempre es cero debido a que sólo se están considerando los clientes regulados, cuyas demandas son abastecidas con energía hidroeléctrica.

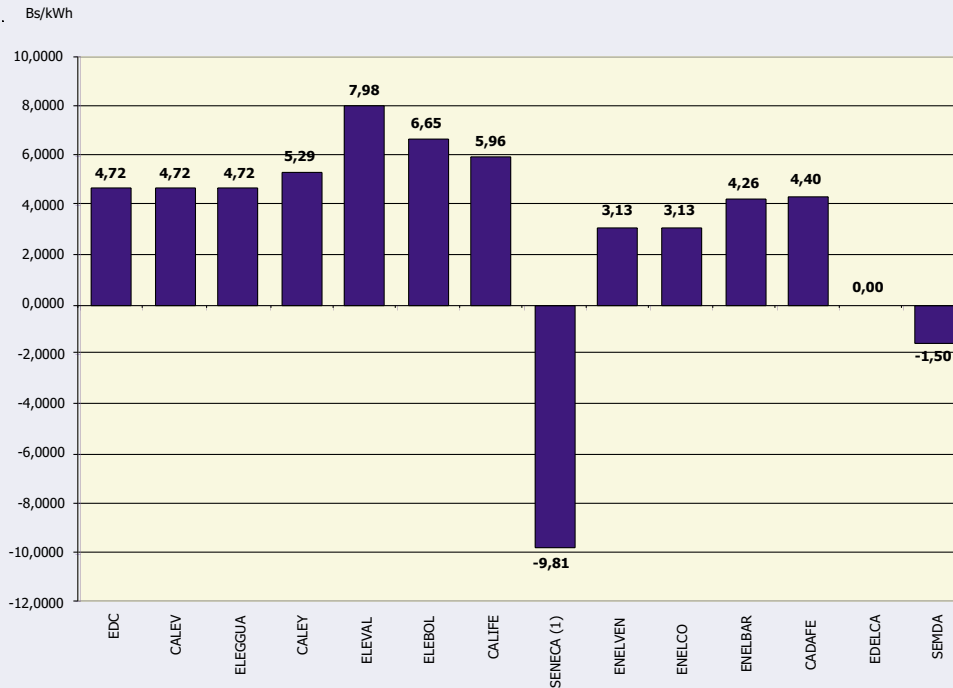
En el Gráfico 19 se presentan los factores CACE aprobados por el regulador para la empresa CADAFE para el período enero 2003-marzo 2004.

En el caso del FAP, la situación ha sido otra, al no poder ser aplicado por parte de las empresas propiedad del Estado durante el año 2002 y el primer semestre del año 2003 por requerimientos del mismo Estado, a través del MEM, por considerar que los ajustes asociados a la aplicación del mismo podrían ocasionar problemas sociales. Las empresas de propiedad privada si aplicaron los FAP correspondientes al período en referencia.

Para el segundo semestre del año 2003, las empresas de propiedad privada ven condicionada por parte del MEM la aplicación del nuevo valor acumulado del FAP, como consecuencia de que en mayo de 2003, se publica en Gaceta Oficial<sup>42</sup>, que el MEM se reserva la potestad de la aplicación del FAP, pudiendo establecer posibles cronogramas de aplicación del mismo, con el objetivo de "evitar alzas indebidas y arbitrarias de las tarifas eléctricas".

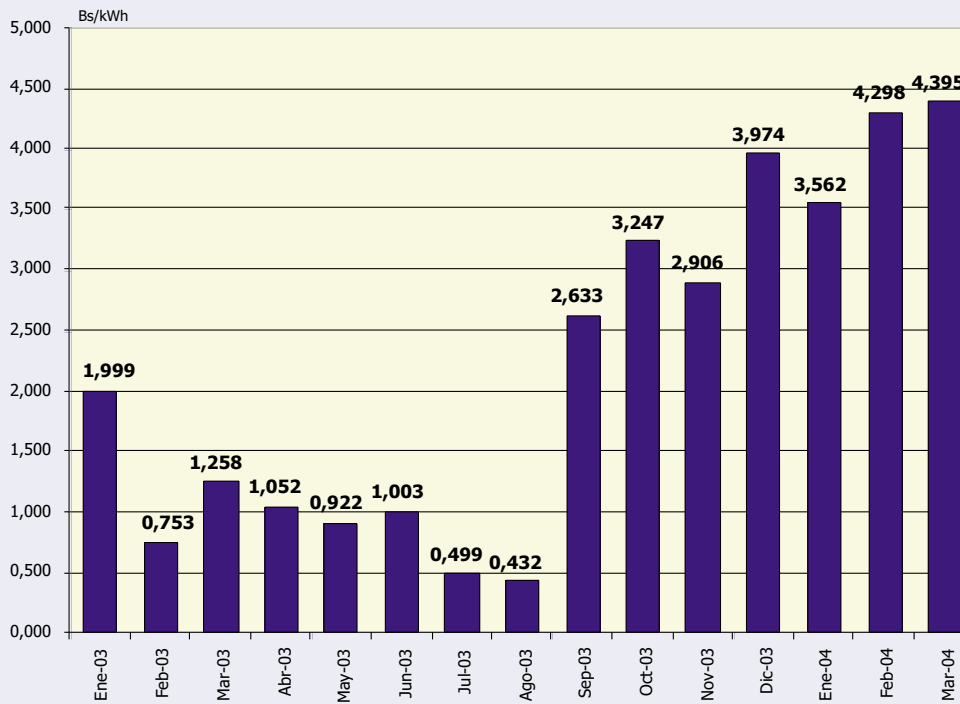
42. Gaceta Oficial 37.682, de fecha 05 de mayo de 2003. Artículo 2.

**Gráfico 18: CACE aplicado en abril de 2004**



Fuente: Elaboración propia con base en datos de MEM, Gaceta Oficial 34.415 de fecha 03 de abril de 2002, Gaceta Oficial 36.612 de fecha 30 de diciembre de 1998 y Gaceta Oficial 36.629 de fecha 26 de enero de 1999.

**Gráfico 19: CADAPE factores CACE período enero 2003 – marzo 2004**



Fuente: MEM, Gaceta Oficial 34.415 de fecha 03 de abril de 2002

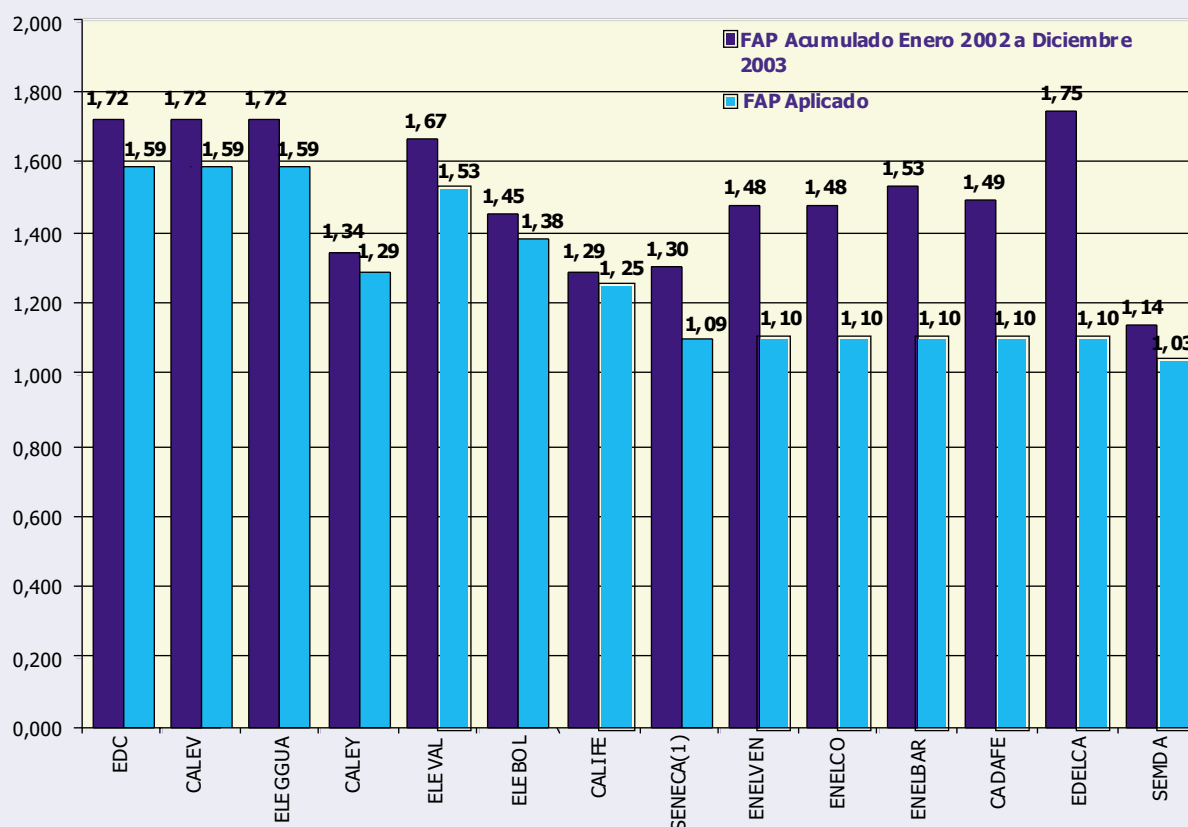


El objetivo del FAP es corregir las variaciones que se producen en las variables macroeconómicas, que afectan los niveles de costos asociados a la prestación del servicio, y representan un mecanismo de ajuste aprobado por el propio MEM, razón por la cual la aplicación de los mismos no conduce nunca a alzas indebidas y arbitrarias de las tarifas, como plantea la gaceta en referencia. En realidad esta gaceta tiene como objetivo una política de control de precios que modifica la regulación prevista para el sector, que buscaba mantener los niveles tarifarios en términos reales. Esta modificación de la regulación perjudica los intereses de las empresas eléctricas. En este sentido el FAP acumulado a junio de 2003, cuya aplicación se realizaría a partir de finales de julio de 2003, se condicionó a incrementos mensuales en los niveles tarifarios equivalentes a un 2,5%, que se aplicaron en el período septiembre-diciembre de 2003, en todas las empresas, siendo lo novedoso la autorización del Estado para que sus empresas aplicasen el FAP, que hasta la fecha no habían podido hacerlo.<sup>43</sup>

En enero de 2004, se determinaron los nuevos valores del FAP considerando lo ocurrido en el segundo semestre de 2003, los cuales fueron sometidos a la consideración del MEM. Para mayo de 2004 no existe ningún pronunciamiento sobre su posible aplicación, produciéndose una diferencia entre el FAP que les corresponde a las empresas y el que se está aplicando efectivamente, diferencia esta que se traduce en un menor nivel tarifario.

En el Gráfico 20 se presenta la comparación entre los FAP que le corresponderían aplicar a las empresas eléctricas, si los mismos no estuviesen condicionados a las decisiones del MEM y los que realmente se están aplicando, poniéndose en evidencia que las empresas que se han visto mayormente perjudicadas son las mismas empresas propiedad del Estado.

**Gráfico 20: FAP acumulado para el período 01/2002 – 12/2003 vs. FAP Vigente**



(1) Medidas Compensatorias

Fuente: Elaboración propia y datos de MEM, BCV, Gaceta Oficial 34.415 de fecha 03 de abril de 2002, Gaceta Oficial 36.612 de fecha 30 de diciembre de 1998 y Gaceta Oficial 36.629 de fecha 26 de enero de 1999.

43. El diferencial de ingresos por el rezado en la aplicación del FAP no ha podido ser recuperado por las empresas y es poco probable que se recupere en el futuro.

En el caso específico de la empresa privada SENECA, la diferencia que se observa entre su FAP acumulado y el de aplicación es superior que la presentada por el resto de las empresas de propiedad privada, debido a que está empresa recibe medidas compensatorias por parte del MEM que se traducen en descuentos importantes en el precio del combustible Gasoil que utilizan para la generación de energía, lo cual compensa en bolívares gran parte de la diferencia existente en las tarifas por la parte del FAP no aplicado.

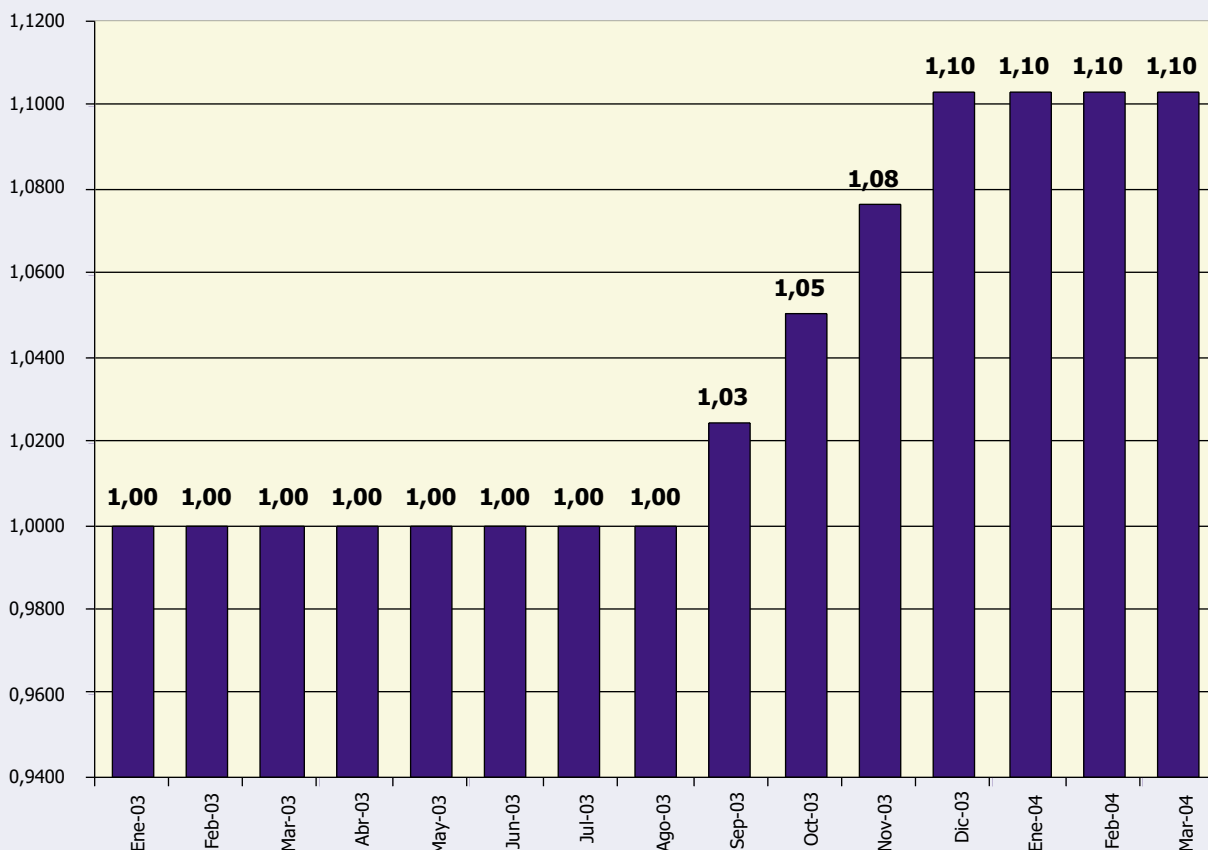
En el Gráfico 21 se presentan los factores FAP de la empresa CADAFE para el período enero 2003 – marzo 2004.

## Pérdidas de Energía Eléctrica

Las pérdidas de energía eléctrica representan la diferencia existente entre la disponibilidad de energía, a la entrada del sistema de transmisión o distribución, y el consumo final de energía por parte de los usuarios. Las pérdidas se clasifican en:

- Técnicas que son aquellas asociadas al sistema de transporte (transmisión y distribución) como por ejemplo las producidas por disipación de calor en las líneas, entre otras.
- No Técnicas que son las asociadas a la red de distribución, y se refieren a la energía no facturada por:

**Gráfico 21: CADAFE factores FAP período enero 2003 – abril 2004**



Fuente: MEM, Gaceta Oficial 34.415 de fecha 03 de abril de 2002

- La existencia de conexiones ilegales
- Problemas de facturación relacionados con la no actualización de la base de datos comercial de la empresa
- Estimación de los consumos a determinados grupos de clientes por falta de medidores

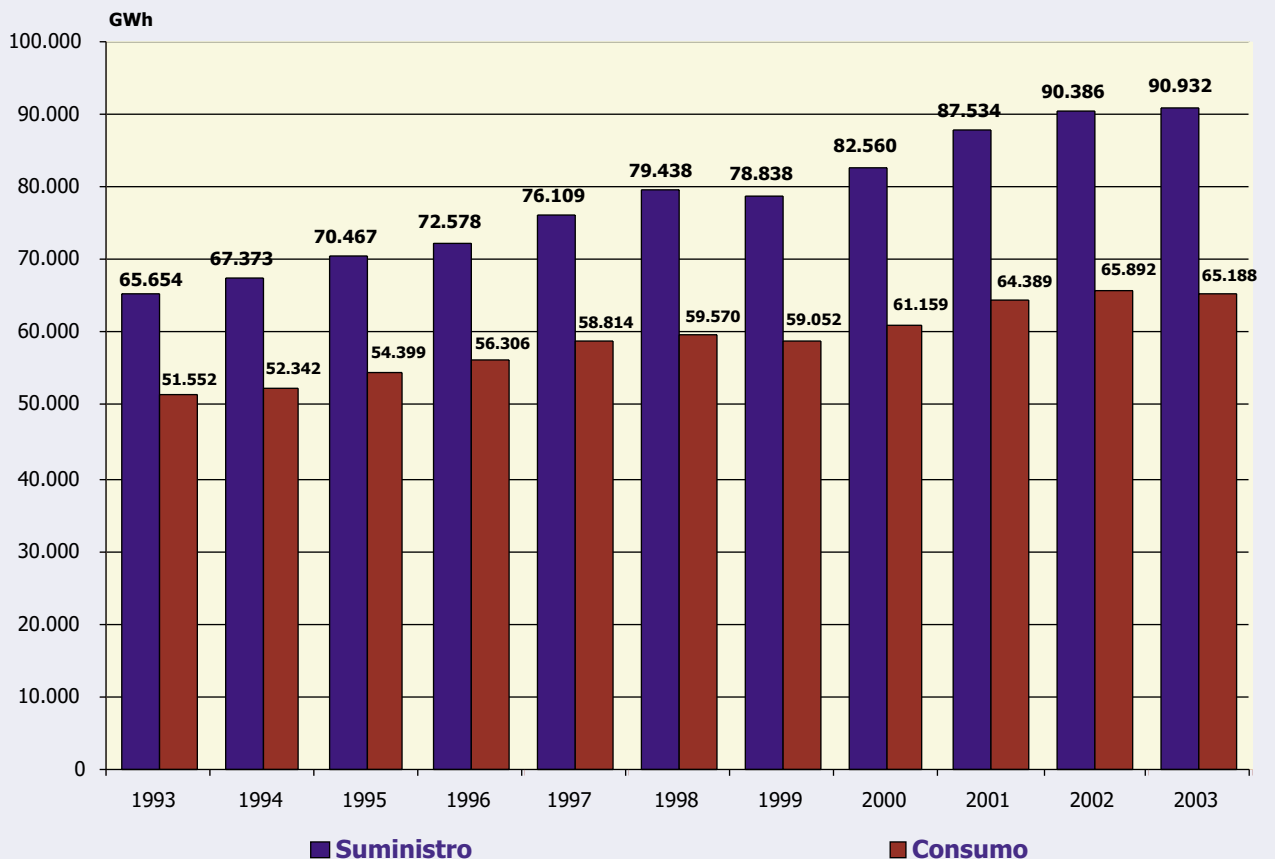
En los últimos años, las pérdidas de energía se han caracterizado por representar un porcentaje elevado en relación con el total de energía producida, manteniendo una tendencia creciente a nivel nacional en los últimos once años como se puede observar en el Gráfico 22 donde el suministro de energía se ha incrementado en mayor proporción que el consumo de energía facturado, poniendo en evidencia el crecimiento de las pérdidas de energía.

El suministro es la cantidad de energía que se requiere ingrese en los sistemas de transmisión y distribución para poder satisfacer la demanda existente en un determinado momento, y el consumo se refiere a la cantidad de energía que efectivamente están facturando las empresas de electricidad, por eso la diferencia es considerada como pérdidas de energía (Técnicas y No Técnicas) en el sentido de que fue producida pero no facturada.

En el Gráfico 23 se presentan las pérdidas de energía en los últimos once años, las cuales pasaron de 14.102 GWh, de un total de suministro de 65.654 GWh, (21% de pérdida) en 1993 a 25.744 GWh, de un total de suministro 32 GWh, (28% de pérdida) en el 2003.

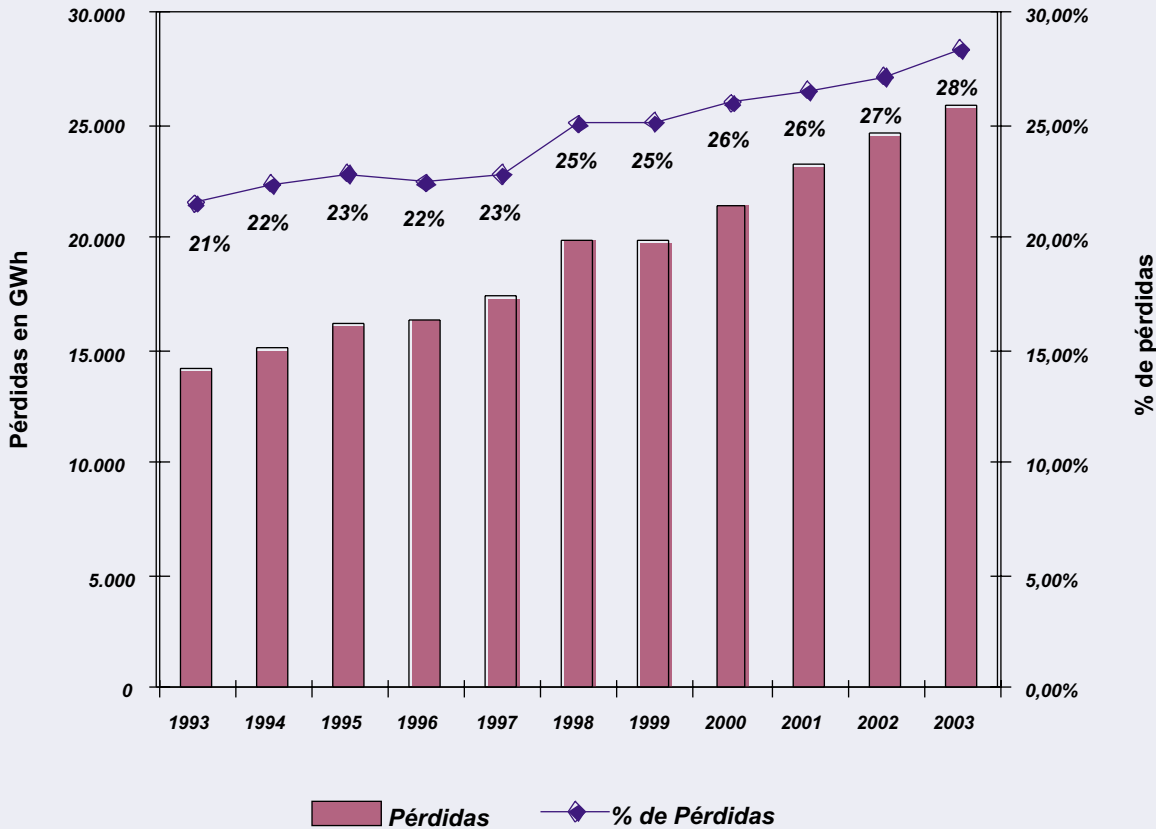
El problema de las pérdidas es más grave de lo que aparenta ser, dado que el porcentaje de pérdidas registrado para el año 2003 de 28,31% representa un

**Gráfico 22: Evolución del suministro y el consumo de energía a nivel Nacional**



Fuente: CAVEINEL

**Gráfico 23: Evolución de las Pérdidas de Energía a nivel Nacional**



Fuente: CAVEINEL

promedio ponderado de las pérdidas registradas por niveles de tensión. Al realizar un balance de energía, asumiendo que en el sistema de transmisión se producen pérdidas técnicas eficientes de 3% y que en el sistema de distribución en los niveles de alta y media tensión se producen pérdidas técnicas eficientes también de 3%, tenemos como resultado que en el nivel de baja tensión (menores de 1 KV) se están produciendo a nivel nacional 44,78% de pérdidas técnicas y no técnicas. En la Tabla 1 se presenta el balance de energía a nivel nacional correspondiente al año 2003.

El total de ésta energía fue vendida en el año 2003 a una tarifa promedio nacional de aproximadamente, 32,32 \$/MWh, que representó una facturación estimada de

\$2.122 millones. Si excluimos a EDELCA de la estimación, la tarifa promedio sería de 41,60 \$/MWh, para una facturación de \$1.690 millones aproximadamente.

Si volvemos a realizar el balance de energía para el año 2003, y agregamos el supuesto de que se producen pérdidas eficientes en el sistema de distribución de baja tensión de 8%, obtendríamos unas ventas finales de 80.020 GWh, y unos ingresos estimados de \$2.587 millones, es decir, \$465 millones más. (Tabla 2)

**Tabla 1: Balance de Energía a Nivel Nacional – Año 2003**

Clientes	≥ 230 KV	AT ≥ 69 KV < 230 KV	MT ≥ 1 KV y < 69 KV	BT < 1 KV	Total GWh	% Pérdidas
<b>Suministro</b>	<b>4.032</b>	<b>24.942</b>	<b>11.428</b>	<b>50.530</b>	<b>90.932</b>	<b>0%</b>
<i>Transmisión</i>	3.911	24.193	11.085	49.014	88.204	3%
<i>Distribución AT</i>	0	23.468	10.753	47.544	81.764	3%
<i>Distribución MT</i>	0	0	10.430	46.117	56.547	3%
<i>Distribución BT</i>	0	0	0	27.379	27.379	44,78%
<b>Ventas Finales</b>	<b>3.911</b>	<b>23.468</b>	<b>10.430</b>	<b>27.379</b>	<b>65.188</b>	<b>28,31%</b>

Fuente: Elaboración Propia y datos de CAVEINEL.

**Tabla 2: Balance de Energía a Nivel Nacional con Pérdidas Acreditadas – Año 2003**

Clientes	≥ 230 KV	AT ≥ 69 KV < 230 KV	MT ≥ 1 KV y < 69 KV	BT < 1 KV	Total GWh	% Pérdidas
<b>Suministro</b>	<b>4.032</b>	<b>24.942</b>	<b>11.428</b>	<b>50.530</b>	<b>90.932</b>	<b>0%</b>
<i>Transmisión</i>	3.911	24.193	11.085	49.014	88.204	3%
<i>Distribución AT</i>	0	23.468	10.753	47.544	81.764	3%
<i>Distribución MT</i>	0	0	10.430	46.117	56.547	3%
<i>Distribución BT</i>	0	0	0	42.211	42.211	8,47%
<b>Ventas Finales</b>	<b>3.911</b>	<b>23.468</b>	<b>10.430</b>	<b>42.211</b>	<b>80.020</b>	<b>12%</b>

Fuente: Elaboración Propia y datos de CAVEINEL.

Estos \$465 millones representan un costo no reconocido en tarifas para las empresas eléctricas, dado que el diseño tarifario se realiza con base en las ventas finales estimadas con porcentajes de pérdidas acreditados de energía, que es un valor definido por el MEM y que depende de los niveles de pérdidas reales que cada empresa tenga. Las empresas propiedad del Estado una responsabilidad de aproximadamente el 80% del total de pérdidas y las empresas de propiedad privada el 20% restante.

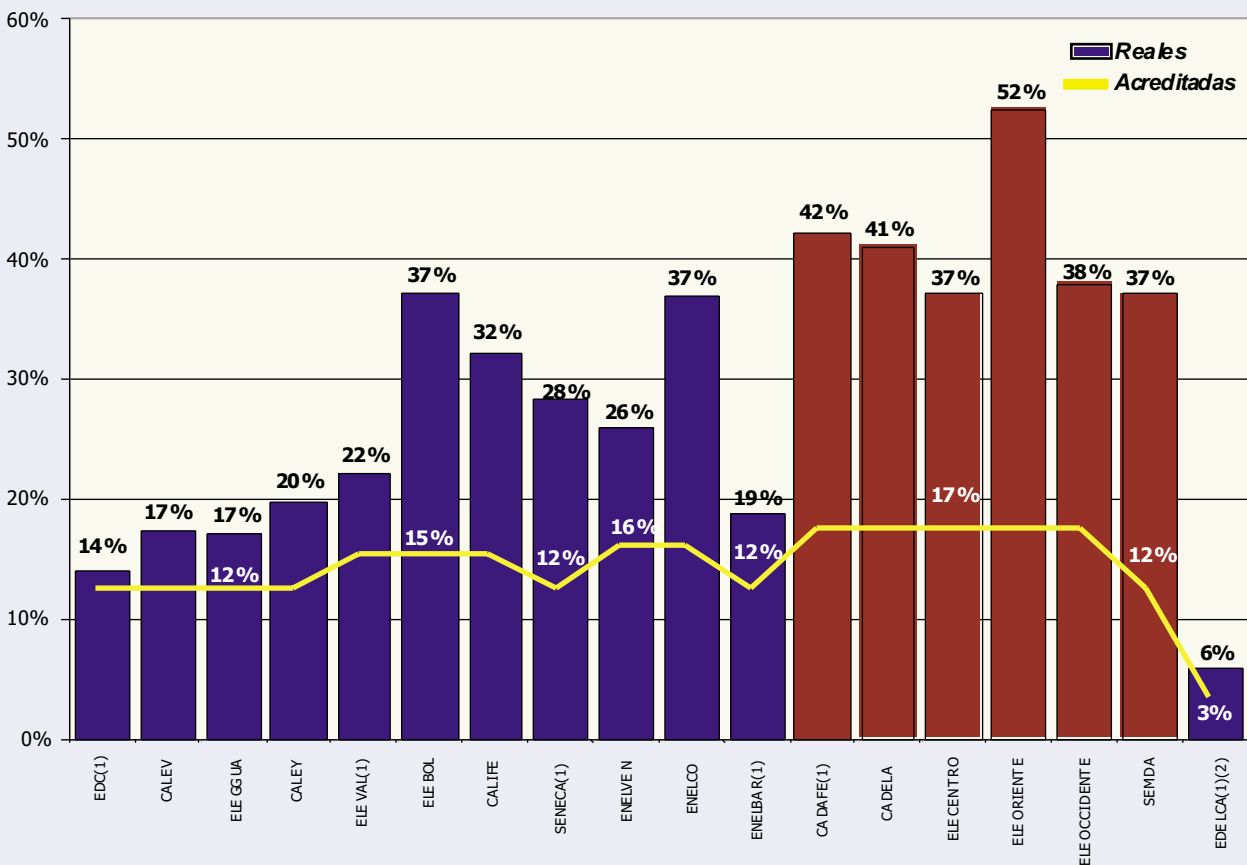
En el Gráfico 24 se pueden observar los porcentajes de pérdidas reales que registraron las empresas eléctricas en el año 2002, en comparación con las acreditadas en los pliegos tarifarios vigentes. CADAFE es la empresa

que reporta mayores porcentajes de pérdidas reales y acreditadas, con un 42% y un 17% respectivamente.

### Características del Sector Eléctrico

Para finales del año 2003 la capacidad instalada de generación por empresas pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional fue de 20.249 MW, de los cuales el 87% pertenece a empresas propiedad del Estado y la diferencia a empresas privadas. Si se incluyen a los otros generadores que suman una capacidad de 910 MW, y a los enlaces internacionales por 580 MW, se tiene que la capacidad instalada asciende a 21.798 MW. (Ver Gráfico 25). En el Gráfico 26 se presenta la capacidad instalada por tipo de generación.

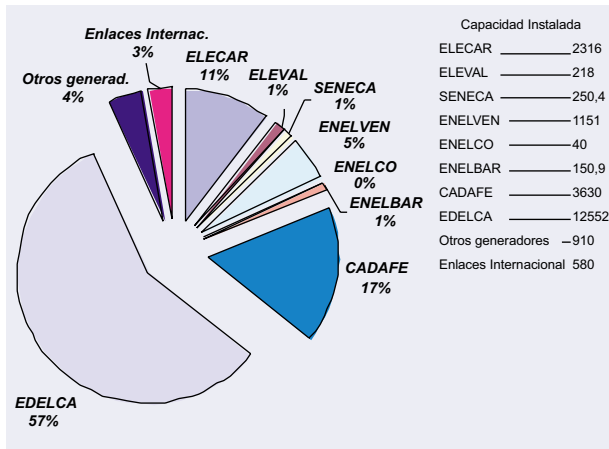
**Gráfico 24: Pérdidas de Energía reales y acreditadas por Empresas Eléctrica – Año 2002**



(1) Empresas que ejercen otras actividades del Sector Eléctrico. Separación contable.

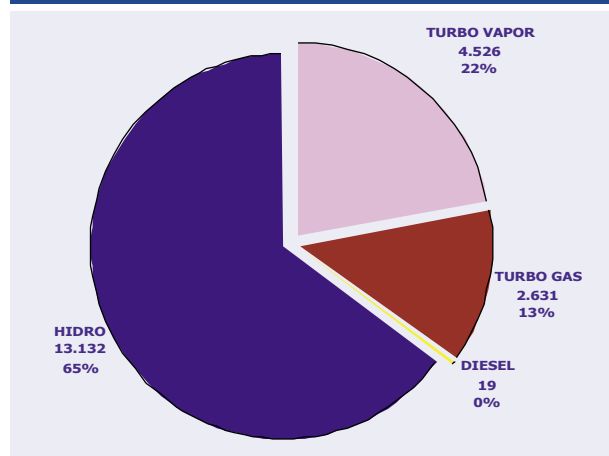
(2) Información clientes atendidos en niveles de tensión menores de 230 KV, pero que en la actualidad no tienen tarifas reguladas sino contratos bilaterales. Fuente: Elaboración propia con base en datos de CAVEINEL Estadísticas Consolidadas 2002, CADAFE, Gaceta Oficial 34.415 de fecha 03 de abril de 2002, Gaceta Oficial 36.612 de fecha 30 de diciembre de 1998 y Gaceta Oficial 36.629 de fecha 26 de enero de 1999.

**Gráfico 25: Capacidad Instalada de Generación en MW – Año 2003**



Fuente: CAVEINEL (www.caveinel.org.ve)

**Gráfico 26: Capacidad Instalada de Generación en MW por tipo – Año 2003**

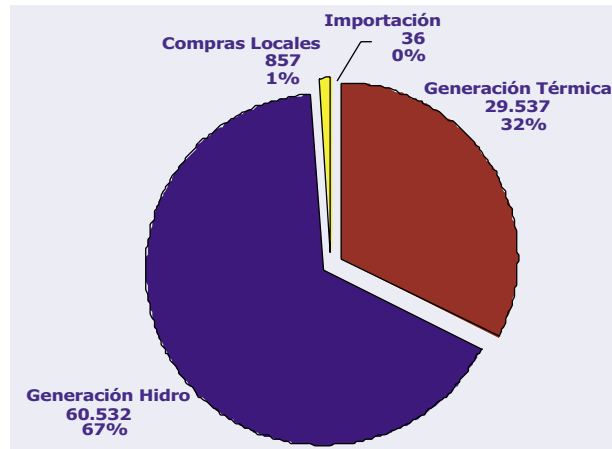


Fuente: CAVEINEL (www.caveinel.org.ve)

La generación total de energía para el año 2003 fue de 90.968 GWh, de la cual 67% corresponde a generación hidroeléctrica, 32% a generación térmica y la diferencia a compras locales (de generación térmica de unidades que no forman parte del Sistema Interconectado Nacional) e importación, como se muestra en el Gráfico 27.

Para el año 2003 se contaba con un parque de generación conformado por 164 unidades de generación. Del total de las 171 unidades existentes, 120 son unidades térmicas(23 a vapor y 97 a gas) y 51 hidráulicas.

**Gráfico 27: Oferta de Energía Año 2003**



Fuente: CAVEINEL (www.caveinel.org.ve)

Estas últimas se encuentran ubicadas en las regiones Guayana y Los Andes, mientras las térmicas con turbinas a vapor se concentran en las regiones Capital, Central y Zuliana. El parque turbo gas se encuentra disperso a lo largo del territorio nacional. En la Tabla 3 se presentan las características de las fuentes de generación hidráulicas y térmicas existentes para el año 2003.

Transmisión. El sistema de transmisión venezolano abarca casi la totalidad del territorio nacional, transportándose grandes bloques de energía desde las plantas de generación hacia los principales centros de carga del país. La fuente de generación más representativa de Venezuela, la cuenca del río Caroní, se encuentra ubicada al sureste del territorio venezolano, produciendo aproximadamente el 70% de la oferta. Para ser transportada esta energía al resto del país se utiliza la Red Troncal de Transmisión, con un total de 11.811 kilómetros de líneas, en niveles de tensión principalmente en 765 kV, 400 kV y 230 kV, pertenecientes a las Empresas del Sistema Interconectado Nacional (SIN).<sup>44</sup> En la red resalta el enlace Guayana - Centro Occidente a 765 kV de EDELCA de 2.126 kilómetros de longitud. Las líneas se muestran en la Tabla 4 y su ubicación geográfica en la Ilustración 1.

44. No todas las líneas de 400 y 230 kV son consideradas pertenecientes a la Red Troncal. Algunas líneas operando a esta tensión son consideradas de distribución ya que sirven para transportar la energía a diferentes puntos de un mismo centro de carga. Tal es el caso del anillo a 230 de la EDC alrededor de Caracas. De igual manera son consideradas las líneas a 400 kV que sirven a la zona industrial de Guayana.

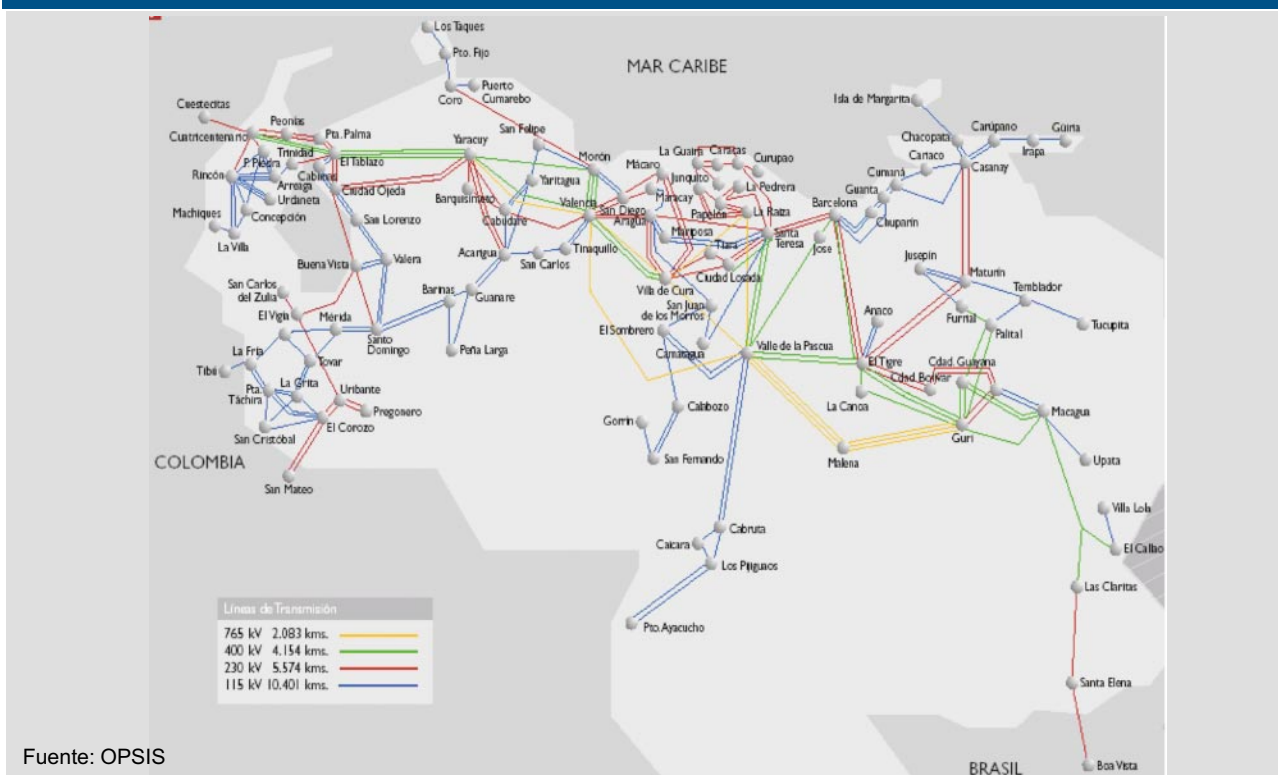
### Tabla 3: Fuentes de Generación Hidráulicas y Térmicas en el Año 2003

Nombre la Planta	Nº de Unidades	Tipo de Unidades	Combustible Utilizado	Empresa Propietaria	Capacidad Nominal (MW)	Energía Promedio en GWh	Energía Firme en GWh	Ubicación de la Planta
GURI	20	Hidráulica	-	EDELCA	8.875	46.650	39.400	Guri (Edo. Bolívar)
MACAGUA I	6	Hidráulica	-	EDELCA	360	2.950	2.950	Pto. Ordaz (Edo. Bolívar)
MACAGUA II	12	Hidráulica	-	EDELCA	2.400	11.250	9.250	Pto. Ordaz (Edo. Bolívar)
MACAGUA III	2	Hidráulica	-	EDELCA	170	1.000	1.000	Pto. Ordaz (Edo. Bolívar)
CARUACHI (1)	4	Hidráulica	-	EDELCA	720	2.500	2.500	Pto. Ordaz (Edo. Bolívar)
SAN AGATON	2	Hidráulica	-	CADAFE	300	1.240	1.150	Uribante Caparo (Edo. Táchira)
JOSE A. PAEZ	4	Hidráulica	-	CADAFE	240	930	750	Santo Domingo (Edo. Mérida)
JUAN A. RODRIGUEZ	2	Hidráulica	-	CADAFE	80	380	300	Barinas (Edo. Barinas)
<b>Sub-Total Hidráulica</b>	<b>52</b>	<b>Hidráulica</b>	<b>-</b>	<b>SIN</b>	<b>13.145</b>	<b>66.900</b>	<b>57.300</b>	<b>VENEZUELA</b>
PLANTA CENTRO	5	Vapor	Gas/Fuel-oil	CADAFE	2.000	12.200	-	Morón (Edo. Carabobo)
COMPLEJO RICARDO ZULOAGA	11	Vapor	Gas/Fuel-oil	EDC	1.826	11.200	-	Tacoa y Arreices (Edo. Vargas)
RAMON LAGUNA	6	Vapor y Gas	Gas/Fuel-oil	ENELVEN	684	4.200	-	Maracaibo (Edo. Zulia)
RAFAEL URDANETA	14	Gas	Gas/Gas-oil	ENELVEN	374	2.400	-	Maracaibo (Edo. Zulia)
OSCAR AUGUSTO MACHADO	5	Gas	Gas/Gas-oil	EDC	450	2.700	-	Caracas (Distrito Capital)
PLANTA TACHIRA	9	Gas	Gas/Gas-oil	CADAFE	237	1.400	-	La Fria (Edo. Táchira)
ALFREDO SALAZAR	3	Gas	Gas	CADAFE	210	1.200	-	Anaco (Edo. Anzoátegui)
PUNTO FIJO	8	Gas	Gas/Gas-oil	CADAFE	99	1.200	-	Punto Fijo (Edo. Falcón)
LUISA CACERES	11	Gas	Gas-oil	SENECA	250	1.500	-	Isla de Margarita (Edo. Nva. Esparta)
GUANTA	2	Gas	Gas	CADAFE	140	850	-	Guanta (Edo. Anzoátegui)
PLANTA DEL ESTE	8	Gas	Gas	ELEVAL	139	850	-	Valencia (Edo. Carabobo)
ENELBAR	9	Gas y Diesel	Gas/Gas-oil	ENELBAR	139	850	-	Barquisimeto (Edo. Lara)
PEDRO CAMEJO	3	Gas	Gas	CADAFE	60	350	-	Valencia (Edo. Carabobo)
PLANTA CASTILLITO	3	Gas	Gas	ELEVAL	74	450	-	Valencia (Edo. Carabobo)
PLANTA CORO	4	Gas	Gas-oil	CADAFE	71	400	-	Coro (Edo. Falcón)
SANTA BARBARA	3	Gas y Diesel	Gas-oil	ENELVEN	45	250	-	Santa Bárbara (Edo. Zulia)
SAN LORENZO	2	Gas	Gas	ENELVEN	40	250	-	Cabimas (Edo. Zulia)
SAN FERNANDO	2	Gas	Gas-oil	CADAFE	40	250	-	San Fernando (Edo. Apure)
CASIGUA	2	Gas	Gas	ENELVEN	40	125	-	Casigua (Edo. Zulia)
CONCEPCION	2	Gas	Gas/Gas-oil	ENELVEN	32	200	-	Maracaibo (Edo. Zulia)
JUSEPIN	1	Gas	Gas	EDELCA	20	125	-	Jusepin (Edo. Monagas)
SANTA BARBARA	1	Gas	Gas	EDELCA	20	100	-	Santa Bárbara (Edo. Monagas)
CARORA	1	Gas	Gas	ENELBAR	12	70	-	Carora (Edo. Lara)
<b>Sub-Total Térmica</b>	<b>115</b>	<b>Térmica</b>	<b>-</b>	<b>SIN</b>	<b>7.104</b>	<b>43.120</b>	<b>0</b>	<b>VENEZUELA</b>
<b>TOTAL</b>	<b>167</b>				<b>20.249</b>	<b>110.020</b>	<b>57.300</b>	

(1) Son 12 unidades: Para el 2003 se tendrán 4 en funcionamiento, 8 en el 2004, 11 en el 2005 y 12 en el 2006

Nota: No incluye Termozulia que entró en operación en abril de 2004. Fuente: OPSIS. Abastecimiento de Electricidad en Venezuela- Balance Energético 2003-2013. Noviembre 2003

### Ilustración 1: Red de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional



Fuente: OPSIS



**Tabla 4: Líneas de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional**

Tensión (kV)	Empresa Propietaria	Propiedad	Longitud (km)	Participación del Total Longitud
765	EDELCA	Capital Público	2.083	17,6%
Sub-Total 765 kV			2.083	17,6 %
400	CADAFE	Capital Público	1.488	12,6 %
	EDELCA	Capital Público	2.666	22,6 %
Sub-Total 400 kV			4.154	35,2 %
230	CADAFE	Capital Público	4.716	39,9 %
	EDELCA	Capital Público	392	3,3%
	EDC	Capital Privado	102	0,9%
	ENELVEN	Capital Público	316	2,7%
	ENELBAR	Capital Público	48	0,4%
Sub-Total 230 kV			5.574	47,2 %
Total			11.811	100,0%

Fuente: Elaboración Propia y OPSIS (<http://www.opsis.org.ve/home3.htm>)

**Tabla 5: Líneas de la Red Troncal de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional**

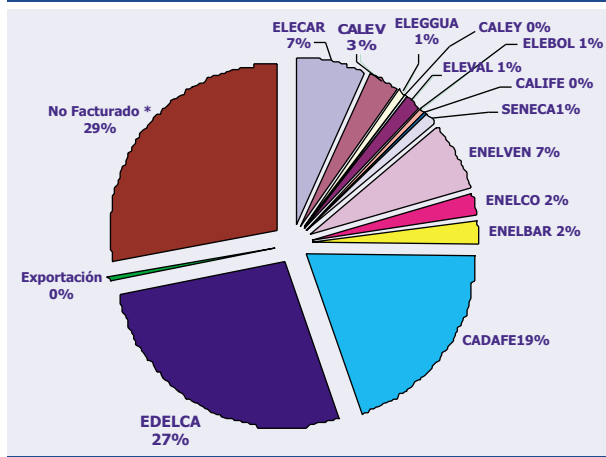
Tensión (kV)	Empresa Propietaria	Línea	Longitud (km)	Tensión (kV)	Empresa Propietaria	Línea	Longitud (km)
765	EDELCA	GURI - MALENA 1	153	230	CADAFE	GUAYANA - BOLIVAR 1	64
		GURI - MALENA 2	153			GUAYANA - BOLIVAR 2	64
		GURI - MALENA 3	161			BOLIVAR - EL TIGRE 1	126
		MALENA - SAN GERONIMO 1	225			BOLIVAR - EL TIGRE 2	126
		MALENA - SAN GERONIMO 2	225			EL TIGRE - EL INDIO 1	163
		MALENA - SAN GERONIMO 3	225			EL TIGRE - EL INDIO 2	163
		SAN GERONIMO - LA HORQUETA	211			INDIO - CASANAY 1	109
		SAN GERONIMO - LA ARENOSA	270			INDIO - CASANAY 2	109
		SAN GERONIMO - O.M.Z.	182			EL TIGRE - BARBACOA 1	142
		O.M.Z. - LA HORQUETA	90			EL TIGRE - BARBACOA 2	142
		LA HORQUETA - LA ARENOSA	65			BARBACOA I - BARBACOA II	10
		LA ARENOSA - YARACUY	123			BARBACOA - SANTA TERESA 1	256
		PLANTA CENTRO - LA ARENOSA 1	63			BARBACOA - SANTA TERESA 2	256
		PLANTA CENTRO - LA ARENOSA 2	63			SANTA TERESA - ARAGUA	100
PLANTA CENTRO - LA ARENOSA 3	63	SANTA TERESA - DIEGO LOSADA 1	7				
LA ARENOSA - HORQUETA 1	68	SANTA TERESA - DIEGO LOSADA 2	7				
LA ARENOSA - HORQUETA 2	68	DIEGO DE LOSADA - LA HORQUETA	94				
SANTA TERESA - DIEGO DE LOSADA	10	DIEGO DE LOSADA - TIARA	44				
PLANTA CENTRO - YARACUY	135	TIARA - LA HORQUETA	50				
LA ARENOSA - YARACUY	168	ARAGUA - LA ARENOSA 1	81				
YARACUY - TABLAZO 1	330	ARAGUA - LA ARENOSA 2	81				
YARACUY - TABLAZO 2	320	ARAGUA - LA HORQUETA 1	31				
EL TIGRE - BARBACOA II	152	ARAGUA - LA HORQUETA 2	31				
GURI A - PALITAL	77	YARACUY - MOROCHAS 1	273				
PALITAL - FURRIAL	175	YARACUY - MOROCHAS 2	245				
MACAGUA - GUAYANA B1	27	LA ARENOSA - CABUDARE	134				
MACAGUA - GUAYANA B2	27	YARACUY - CABUDARE	25				
GURI A - GUAYANA B1	68	YARACUY - BARQUISIMETO	46				
GURI A - GUAYANA B2	68	CABUDARE - BARQUISIMETO	26				
MACAGUA - EL CALLAO II	141	MOROCHAS - BUENA VISTA	126				
GURI - EL TIGRE 1	187	COROZO - SAN MATEO 1	85.8				
GURI - EL TIGRE 2	187	COROZO - SAN MATEO 2	86.8				
GURI - LA CANOA	132	GURI - GUAYANA 1	68				
LA CANOA - EL TIGRE	56	GURI - GUAYANA 2	68				
EL TIGRE - SAN GERONIMO 1	210	CATRICENTENARIO - CUESTECITAS	124				
EL TIGRE - SAN GERONIMO 2	210	SANTA TERESA - CONVENTO	38				
SAN GERONIMO - SANTA TERESA 1	170	SANTA TERESA - PAPELON	30				
SAN GERONIMO - SANTA TERESA 2	164	MOROCHAS - TABLAZO 2	67				
YARACUY - TABLAZO 3	301	TABLAZO - PUNTA DE PIEDRAS	38				
TABLAZO - CUATRICENTENARIO 1	33	TABLAZO - CUATRICENTENARIO 1	37				
TABLAZO - CUATRICENTENARIO 2	33	TABLAZO - CUATRICENTENARIO 2	37				
SAN GERONIMO - JOSE	165	CUATRICENTENARIO - TRINIDAD	12				
GUAYANA B - PALITAL	13	CUATRICENTENARIO - RINCON	19				
GURI - CARUACHI	74	YARACUY - MANZANO	32				
CARUACHI - MACAGUA	28						
JOSE - BARBACOA	35						

Fuente: Elaboración Propia, y OPSIS (<http://www.opsis.org.ve/home3.htm>)

Para el año 2003 el consumo total de energía fue de 90.968 GWh, de los cuales 28% no fueron facturados, 14% corresponde al consumo de clientes de las empresas privadas y el 58% al consumo de clientes de las empresas propiedad del Estado. (Ver Gráfico 28)

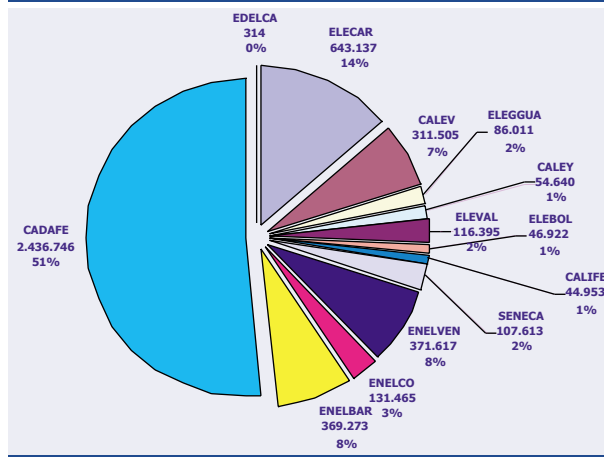
A nivel nacional se cuentan con 4.720.591 clientes, de los cuales 70% son atendidos por empresas propiedad del Estado y el 30% restante por empresas privadas. De este total 4.176.045 son clientes residenciales. (Ver Gráfico 29)

**Gráfico 28: Consumo de Energía por Empresas - Año 2003**



Fuente: CAVEINEL (www.caveinel.org.ve)

**Gráfico 29: Clientes por Empresa – Año 2003**



Fuente: CAVEINEL (www.caveinel.org.ve)

En la Ilustración 2 se presenta el mapa de Venezuela con la ubicación geográfica de las empresas que ejercen la actividad de distribución.

**Ilustración 2: Mapa de Venezuela Empresas de Distribución**



**Tabla 6. Número de Clientes por Clase de Consumidor a Diciembre de 2003**

Capital Privado	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total	% del Total
ELECAR	549.117	86.504	4.256	3.260	643.137	0%
CALEV	255.407	50.005	3.649	2.444	311.505	0%
ELEGGUA	76.364	8.357	635	655	86.011	0%
CALEY	48.951	3.984	653	1.052	54.640	0%
ELEVAL	99.103	16.786	261	245	116.395	0%
ELEBOL	41.063	5.346	37	476	46.922	0%
CALIFE	40.245	4.311	100	297	44.953	0%
SENECA	96.527	9.707	140	1.239	107.613	0%
Subtotal	1.206.777	185.000	9.731	9.668	1.411.176	0%
<b>Capital Público</b>						
ENELVEN	319.603	50.636	227	1.151	371.617	0%
ENELCO	117.479	13.783	71	132	131.465	0%
ENELBAR	326.133	42.343	169	628	369.273	0%
CADAFE	2.206.053	183.286	6.740	40.667	2.436.746	0%
EDELCA	-	-	312	2	314	0%
Subtotal	2.969.268	290.048	7.519	42.580	3.309.415	0%
<b>Total Nacional</b>	<b>4.176.045</b>	<b>475.048</b>	<b>17.250</b>	<b>52.248</b>	<b>4.720.591</b>	<b>100%</b>

En el área de distribución se puede observar en la Tabla 6 la importancia relativa de las empresas privadas medida por el número total de clientes. Este valor disminuye, sin embargo, del 31 al 13 % si evaluamos la participación en la facturación total de la industria, tal como se muestra en la Tabla 7. Este efecto se origina en que las empresas del Estado, y en particular Edelca, sirve a las grandes empresas de Guayana y a la industria petrolera.

En resumen, las empresas estatales atienden casi al 70% de los usuarios, son responsables de casi el 90% de la generación de electricidad en el país y ostentan el dominio de la red troncal de Transmisión.

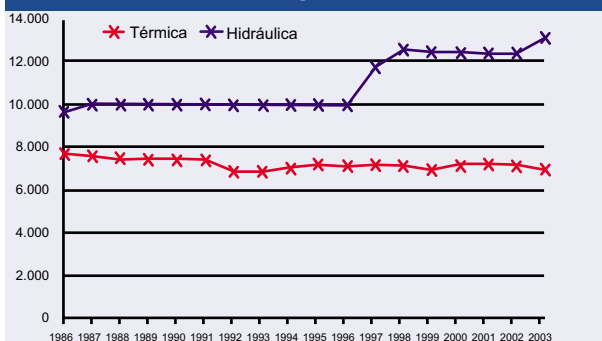
**Tabla 7. Facturación de Energía en millones de bolívars.**

Capital Privado	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	% del Total
ELECAR	150.681	160.520	52.636	21.854	4,81%
CALEV	54.219	62.700	21.854	19.681	4,34%
ELEGGUA	15.930	11.118	13.389	1.630	0,36%
CALEY	6.934	2.526	2.337	1.279	0,28%
ELEVAL	33.038	22.178	17.914	1.699	0,37%
ELEBOL	12.141	6.553	869	6.396	1,41%
CALIFE	9.984	6.377	3.553	1.636	0,36%
SENECA	23.497	11.678	13.386	6.314	1,39%
Subtotal	306.424	283.650	125.938	60.489	13,32%
<b>Capital Público</b>					
ENELVEN	173.926	85.977	58.048	13.457	2,96%
ENELCO	66.278	20.880	11.719	18.410	4,06%
ENELBAR	42.764	41.916	22.328	6.776	1,49%
CADAFE	362.993	210.095	179.613	303.478	66,85%
EDELCA	-	-	426.781	51.356	11,31%
Subtotal	645.961	358.868	698.489	393.477	86,68%
<b>Total Nacional</b>	<b>952.385</b>	<b>642.518</b>	<b>824.427</b>	<b>453.966</b>	

## Situación actual

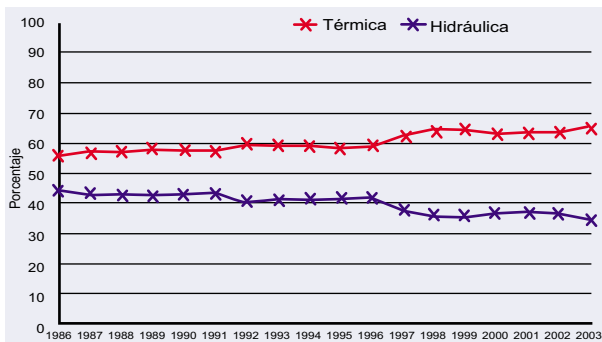
La capacidad instalada hidráulica se incrementó en un 31,45% de 1996 al año 2003, en contraposición la capacidad instalada térmica no presentó crecimiento al mantenerse en promedio en unos 7.000 MW durante el período 1993-2003, lo que se traduce en un incremento de la participación porcentual de la capacidad instalada hidráulica a un 65% en 2003, de un 60%, aproximadamente, que presentaba en 1996. (Ver Gráfico 30 y Gráfico 31)

**Gráfico 30: Evolución de la Capacidad Instalada en MW período 1986-2003**



Fuente: OPSIS. Abastecimiento de Electricidad en Venezuela- Balance Energético 2003-2013. Noviembre 2003. No incluye a Termozulia ni la generación distribuida de CADAPE

**Gráfico 31: Evolución de la Distribución Porcentual de la Capacidad Instalada período 1986-2003**

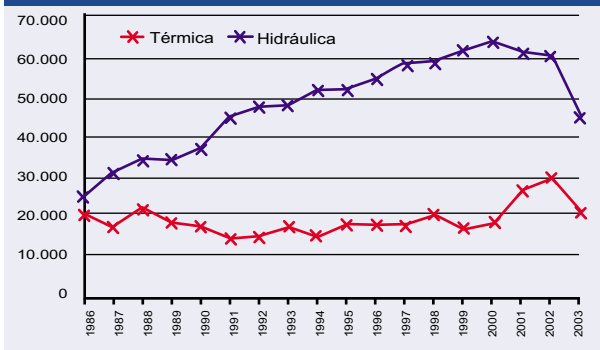


Fuente: OPSIS. Abastecimiento de Electricidad en Venezuela- Balance Energético 2003-2013. Noviembre 2003. No incluye a Termozulia ni la generación distribuida de CADAPE

La energía generada, asociada a la capacidad instalada presentada en el Gráfico 30, en el caso de la energía hidráulica ha presentado una tendencia decreciente a partir del año 2000, que se acentúa de manera significativa en el año 2003, debido a la existencia de un período de

sequía severa que ocasionó una disminución del nivel del embalse de Guri, que llegó a registrar mínimos históricos de 244,55 metros sobre el nivel del mar en mayo de 2003, siendo necesario disminuir la generación hidráulica, como medida de emergencia adoptada por el MEM, e incrementar al máximo posible la generación térmica asociada a la capacidad instalada disponible de manera de preservar el embalse, como se puede observar en el Gráfico 32.

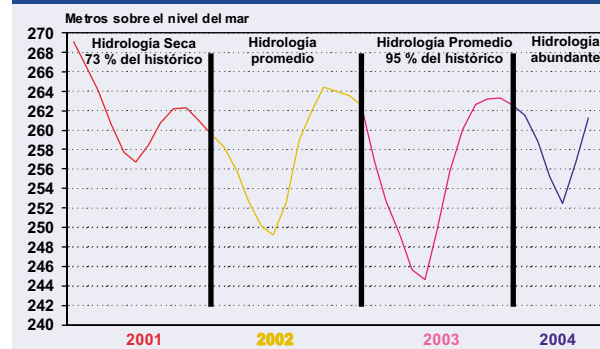
**Gráfico 32: Energía Generada en GWh período 1986-2003**



Fuente: OPSIS. Abastecimiento de Electricidad en Venezuela- Balance Energético 2003-2013. Noviembre 2003

En el Gráfico 33 se puede observar la evolución de las cotas del Embalse Guri durante el período enero 2001 - diciembre 2003, caracterizado por una sequía severa que obligó a reducir de manera significativa la generación hidráulica e incrementar la térmica, poniéndose de manifiesto la necesidad de generación térmica adicional en el país, siendo necesario realizar compras a generadores independientes para cubrir la demanda, entre los cuales se encuentran compras a Genevapca, a Turboven y a empresas colombianas como Termotasajero.

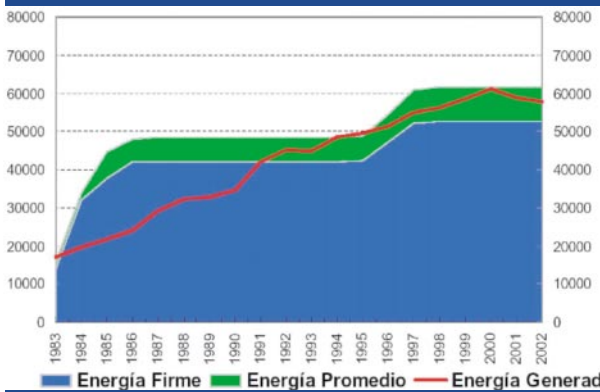
**Gráfico 33: Evolución del Nivel del Embalse del Guri en metros sobre el nivel del mar**



Fuente: OPSIS Boletines Mensuales enero-2001 a diciembre-2003.

En el Gráfico 34 se muestra la energía generada en Guri y Macagua durante el período 1986-2002, donde se observa que durante el período 1983-2000 la energía generada se ubicaba por debajo de la energía firme o promedio debido a que la oferta era superior a la demanda. La energía generada presenta una tendencia creciente debido a la adopción de políticas tarifarias que estimulaban el uso de la energía hidráulica. En el período 2000-2003 la energía generada se ubicó por debajo de la energía promedio presentando una tendencia decreciente debido a una sequía severa, siendo necesario reducir la oferta de energía hidráulica. En el 2004 existe abundancia de agua. El MEM, conjuntamente con EDELCA, están evaluando mecanismos para estimular su utilización por parte de las empresas que disponen de capacidad de generación térmica, dada la distorsión existente en los precios internos de los combustibles.

**Gráfico 34: Energía Generada en Guri y Macagua período 1986-2003**



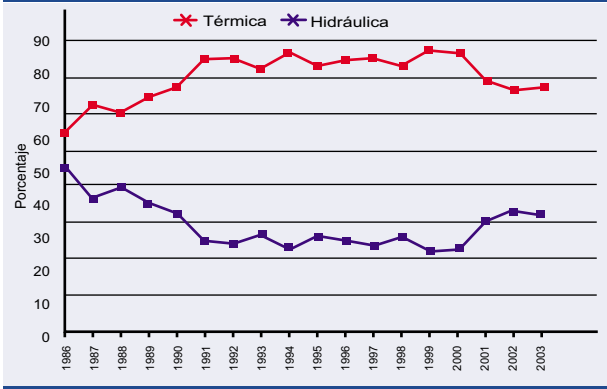
Fuente: OPSIS. Abastecimiento de Electricidad en Venezuela- Balance Energético 2003-2013. Noviembre 2003

La oferta de energía para el año 2003 se distribuye en un 67% de generación hidráulica y un 33% de generación térmica, como se puede observar en el Gráfico 35.

### Situación Futura

Para el año 2003 la capacidad instalada nominal estimada de generación fue de aproximadamente 20.249 MW y se estima que entre los proyectos en construcción y proyectados para el período 2003 al 2008 se incorporen un total de aproximadamente 2.380 MW, lo que representaría un crecimiento de la oferta de generación de aproximadamente un 42%. Con la puesta en marcha

**Gráfico 35: Distribución Porcentual de la Energía Generada período 1986-2003**



Fuente: OPSIS. Abastecimiento de Electricidad en Venezuela- Balance Energético 2003-2013. Noviembre 2003

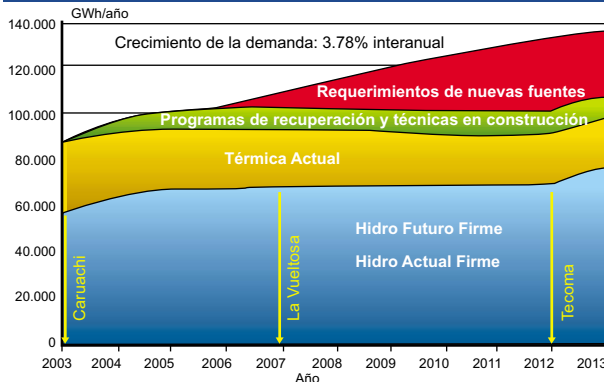
de estos proyectos, y con un crecimiento de la demanda en el rango asumido, se lograría evitar racionamientos hasta el año 2006, lo que significa que el portafolio de proyectos hasta el 2008 es insuficiente para cubrir la demanda hasta ese año.

En la Ilustración 3 se presenta la ubicación, capacidad y período de ejecución del portafolio de proyectos de generación y transmisión para el occidente de Venezuela, mientras que en la ilustración 4 e ilustración 5 se presentan el portafolio en la zona central y oriental del país. Se puede apreciar en estas ilustraciones que la capacidad asociada a los proyectos propuestos es superior a los 4.600 MW.

Este portafolio de proyectos se basa en un crecimiento esperado de la demanda de energía y potencia para el período en referencia, de aproximadamente un 3,78%, existiendo un déficit de oferta:

- A partir del año 2008, considerando que se pongan en operación únicamente los Proyectos en Construcción previstos para el período 2003-2006 (Ver Ilustración 3, ilustración 4 e Ilustración 5).
- A partir del año 2015, considerando que se ponen en operación todo el portafolio de proyectos previstos para el período 2003-2014, siendo necesarios nuevos proyectos de generación para una capacidad instalada estimada de 6.300 MW adicionales para el período 2015-2022 (Ver gráfico 36.)

### Gráfico 36. Balance Energético 2003-2013 únicamente con nuevos proyectos hidráulicos en construcción, marcando año de inicio de obras

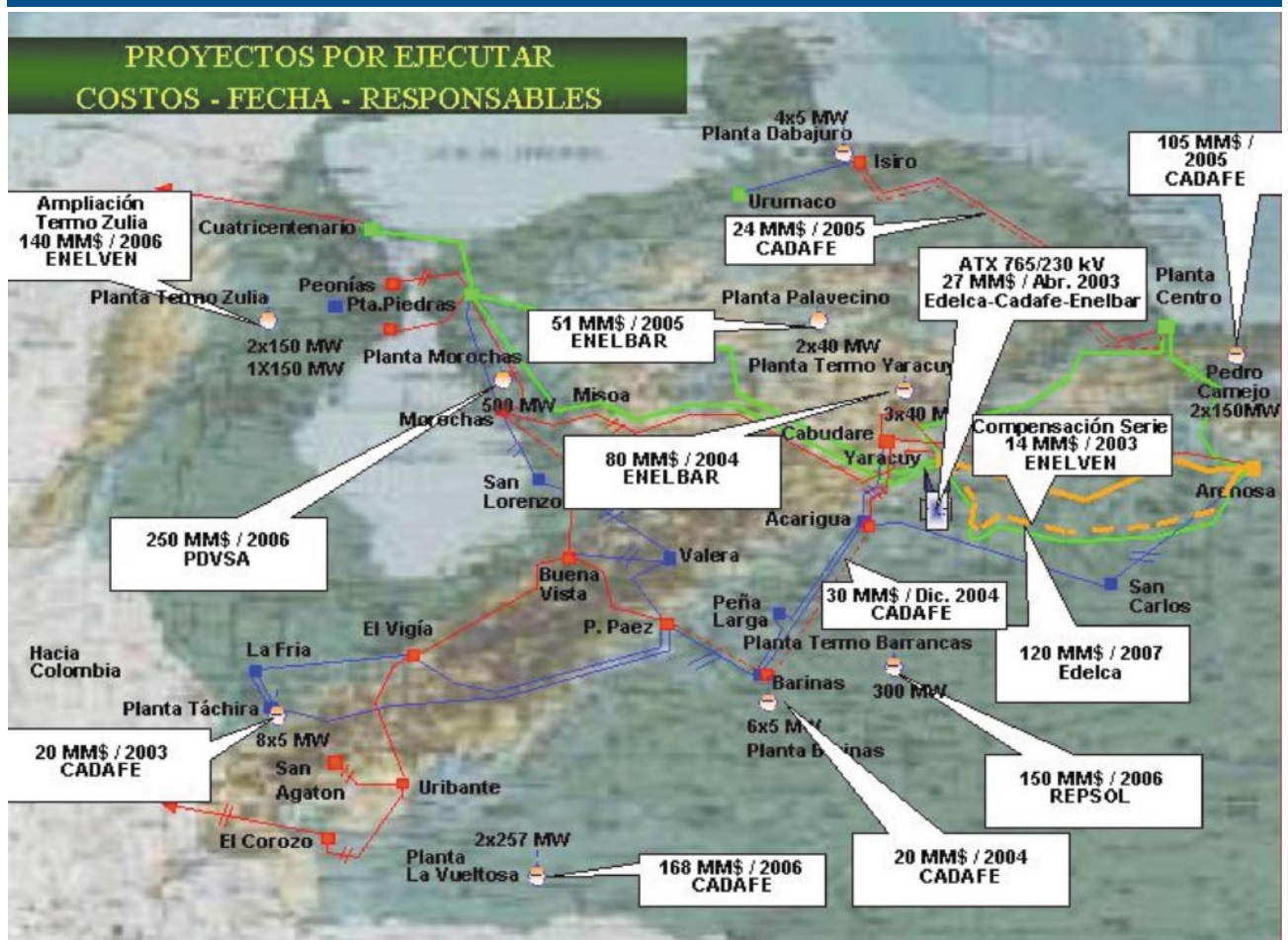


Fuente: OPSIS. Abastecimiento de Electricidad en Venezuela- Balance Energético 2003-2013. Noviembre 2003

Una parte muy sustancial de estas inversiones provienen del sector público. El MEM tiene previsto la entrada en operación de once proyectos de generación, para el

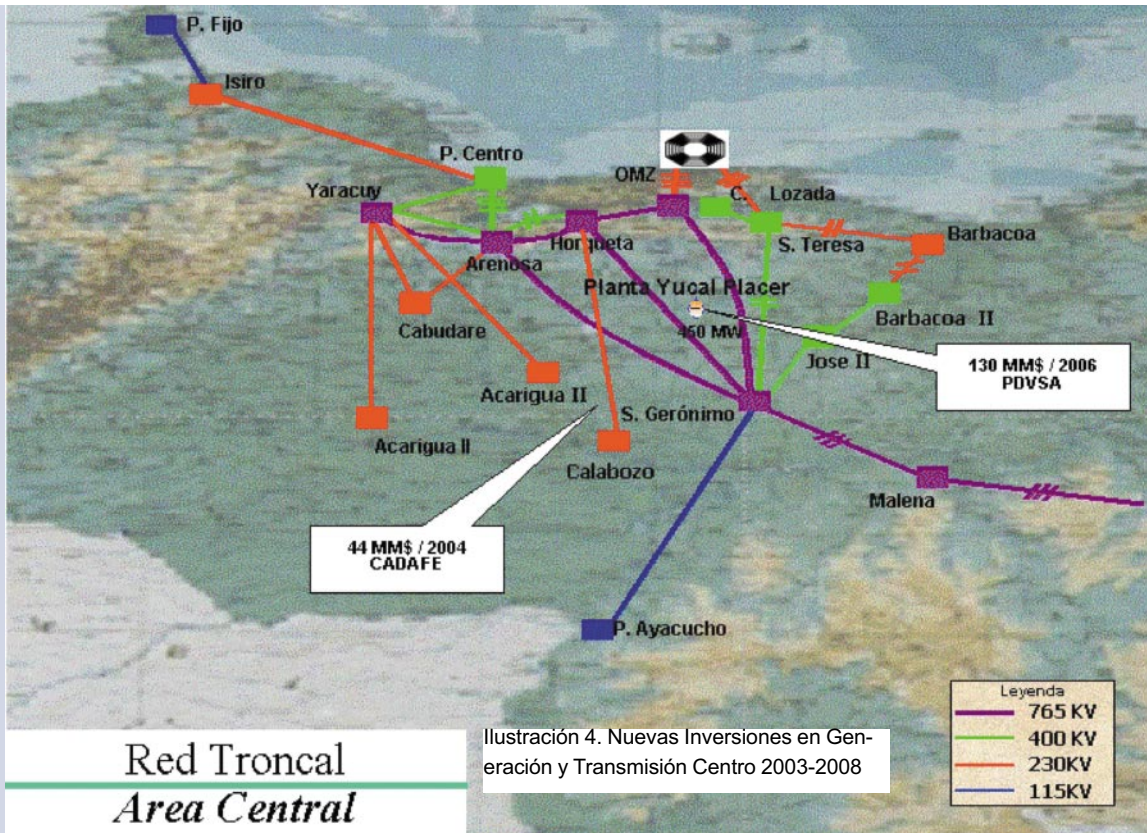
período 2004-2008, de los cuales cinco van a ser realizados a través de la Ley Especial de Endeudamiento, tres por PDVSA y dos por empresas privadas, con una inversión estimada de \$790, \$525 y \$150 millones respectivamente, para un total de inversión de aproximadamente \$1.465 millones, y un requerimiento de gas de 585 millones de pies cúbicos diarios. En la Tabla 8 se presenta las características del Portafolio de Proyectos de Generación previstos para el período 2004-2008. Adicionalmente, el MEM y PDVSA están estudiando realizar una inversión en un Gasoducto Barbacoas-Cumana-Margarita con una inversión estimada de \$100 millones, cuyo gas se utilizaría para generar 300 MW en Margarita, con una modalidad de negociación mediante licitación pública y de pago utilizando el costo diferencial del combustible diesel desplazado. Se prevé su puesta en servicio en el año 2006.

### Ilustración 3: Nuevas Inversiones en Generación y Transmisión Occidente 2003-2008

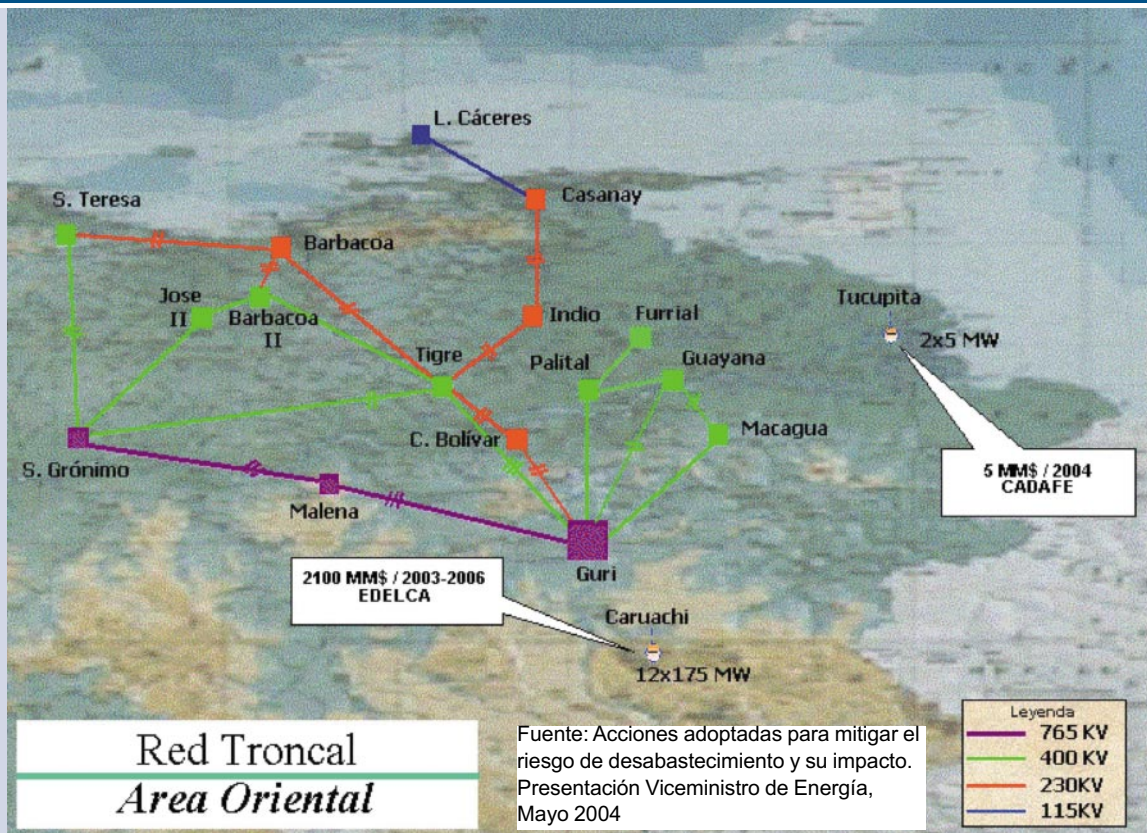


Fuente: Acciones adoptadas para mitigar el riesgo de desabastecimiento y su impacto. Presentación Viceministro de Energía, Mayo 2004.

## Ilustración 4. Nuevas Inversiones en Generación y Transmisión Centro 2003-2008



## Ilustración 5. Nuevas Inversiones en Generación y Transmisión Oriente 2003-2008





**Tabla 9: Características Portafolio Proyectos de Generación**

Financiamiento	Proyecto	Capacidad en MW	Ubicación	Conexión Sistema Eléctrico	Combustible	Inversión	Modalidad de Negociación	Situación Actual
Ley Especial de Endeudamiento	Reactivación Pedro Camejo	300	Estado Carabobo	Sistema 115 KV de ELEOCCIDENTE	60 MPCD de Gas. CADAPE adelanta gestiones con PDVSA GAS	150 MM\$ por CADAPE mediante reprogramación Ley Especial de Endeudamiento 2002 MEM	Consulta de precios por parte de CADAPE	Reprogramación Ley Paraguas. Los aspirantes ya han presentado sus ofertas, las cuales se encuentran dentro del proceso de evaluación. Se prevé puesta en marcha mayo 2005
	Palavecino	80	Barquisimeto	Sistema de Transmisión 115 KV de ENELBAR	21 MPCD de Gas. ENELBAR debe iniciar gestiones con PDVSA GAS	40 MM\$ por ENELBAR mediante reprogramación Ley Especial de Endeudamiento 2002 MEM	Licitación	Se solicitaron recursos al Ministerio de Finanzas. Enelbar se encuentra preparando documentación para la licitación. Se prevé puesta en marcha marzo 2005
	Ampliación Termozulía	150	Estado Zulia	Sistema de Transmisión de ENELVEN	Diesel al inicio y gas en una etapa posterior (77 MPCD de gas)	150 MM\$ por ENELVEN mediante Ley Especial de Endeudamiento 2002 MEM	Licitación general de ingeniería, procura y construcción (IPC) por parte de ENELVEN	Desarrollo de estudios técnicos y económicos por parte de ENELVEN. Se prevé puesta en marcha a finales del 2007
	Reconversión Ramón Laguna	300	Estado Zulia	Sistema de Transmisión de ENELVEN	77 MPCD de Gas	150 MM\$ por ENELVEN mediante Ley Especial de Endeudamiento 2002 MEM	Licitación General por parte de ENELVEN	Desarrollo de estudios técnicos y económicos por parte de ENELVEN. Se prevé puesta en marcha en octubre 2006
	Termocarbón de Santo Domingo	250	Estado Táchira	Red de Transmisión de los Andes	Carbón de Santo Domingo (Minas de Lobatera)	300 MM\$ provenientes de la Ley Especial de Endeudamiento 2002. Posiblemente se incorpore Banca Multilateral	Licitación General	CADAPE realizó un estudio potencial de esta mina y se requiere avanzar en la estrategia que viabilice su explotación y haga factible la planta. Se prevé puesta en marcha agosto 2007
PDVSA	Yucal Placer	300	Estado Guárico	Sistema de Transmisión San Geronimo-Santa Teresa a 400 KV	77 MPCD de Gas provenientes de los yacimientos de Yucal Placer	150 MM\$ por PDVSA dentro del marco de negociación PDVSA-PETROBRAS	Adquisición máquinas por PDVSA a PETROBRAS y O&M por EDELCA	Inicio negociaciones PETROBRAS-PDVSA para la adquisición, instalación y puesta en marcha de las máquinas. Se prevé este lista la maquina 1 en dic 2004 y la 2 en jun 2005
	Planta Oriente	150	Oriente del País	Sistema de Transmisión Oriente del País	39 MPCD de Gas	75 MM\$ por PDVSA dentro del marco de negociación PDVSA-PETROBRAS	Adquisición máquinas por PDVSA a PETROBRAS y O&M por EDELCA	Inicio negociaciones PETROBRAS-PDVSA para la adquisición, instalación y puesta en marcha de las máquinas. Se prevé este lista en enero 2005
	Las Morochas	500	Estado Zulia	Sistema Eléctrico de Occidente	Gas	300 MM\$ por parte de PDVSA mediante endeudamiento privado internacional	Para consumo de PDVSA en el área y los excedentes para entregar al Sistema Eléctrico	Revisión por parte del MEM y PDVSA. Se prevé puesta en marcha en enero 2006
Privados	La Raisa	200	Estado Miranda	Sistema de Transmisión 230 KV de la EDC	52 MPCD de Gas en negociación con PDVSA GAS	75 MM\$ por EDC con financiamiento internacional	Dos Opciones: PPA EDC-Generador o Reconocimiento en Tarifas	Someter a consideración del MEM. Se prevé culmine en noviembre 2004
	Termo-barrancas	150	Estado Barinas	Sistema de CADAPE en Barinas	Gas	76 MM\$ por parte de un productor privado	Para consumo de PDVSA en el área y los excedentes para CADAPE mediante un contrato de compra y venta de energía	El MEM está preparando borrador contrato PPA. Se prevé puesta en marcha julio 2005

Fuente: CADAPE (2003). Inversiones en el Sector Eléctrico 2004-2008; O&M: Operación y Mantenimiento; MPCD: Millones de pies cúbicos diarios de Gas

## ***Descargo de Responsabilidades***

La CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO ("Corporación") ha publicado este documento ("Documento") con fines exclusivamente informativos sobre el desarrollo y las actividades de la Corporación y/o sobre temas relacionados al ámbito de Infraestructura.

Por lo tanto, los usuarios no pueden transferir, copiar, imprimir y en general hacer uso de la información, salvo que dicho uso sea sin fines comerciales.

Adicionalmente, este Documento puede incluir trabajos y documentos elaborados por terceros, los cuales pudieran haber sido realizados por consultores ajenos o no a la Corporación.

La presentación de todo este material se efectúa con fines exclusivamente informativos y la Corporación, de ninguna manera, se hace solidaria con sus contenidos o con las implicaciones que de los mismos se pueda realizar.

La Corporación no asume responsabilidad alguna por la información contenida en dichos trabajos y documentos.

Este Documento puede incluir direcciones a sitios web de terceros.

Las direcciones enunciadas no están bajo el control de la Corporación, quien no es responsable de sus contenidos.

La Corporación provee estos enlaces como un servicio a los usuarios del Documento y sus inclusiones no implican el respaldo o la aprobación de los materiales u opiniones publicadas en los mismos.

Por consiguiente, el uso del contenido de este Documento es sólo al riesgo del usuario.

La Corporación no garantiza ni puede ser tenida como responsable por el contenido, la exactitud o la integridad del material que aparece en este Documento y, por lo tanto, sus contenidos no comprometen a la Corporación.

Adicionalmente, bajo ninguna circunstancia la Corporación podrá ser tenida como responsable por pérdidas, daños, compromisos o gastos incurridos o asumidos como resultado del uso del contenido de este Documento.

Nada en este Documento puede o debe interpretarse como una renuncia a las inmunidades, exenciones y privilegios otorgados a la Corporación por su Convenio Constitutivo o por los acuerdos celebrados o que se celebren entre la Corporación y sus países accionistas.

**Corporación Andina de Fomento**

**Sede: Av. Luis Roche, Torre CAF, Altamira.**

**Apdo. Postal: Altamira 69011.**

**Caracas, Venezuela.**

**Vicepresidente de Infraestructura**

Antonio Juan Sosa

asosa@caf.com

**Director de Análisis y Programación**

**Sectorial**

Rolando Terrazas Salinas

rterraza@caf.com

**Ejecutivo Principal**

Alberto Levy Ferré

alevy@caf.com