Universidad de Deusto – San Sebastián

Facultad de CC.EE. y Empresariales

LA CONTABILIDAD DE GESTIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO VENEZOLANO

TESIS DOCTORAL

Presentada por D. Nelson Darío Díaz Gil

Dirigida por la Dra. Josune Sáenz Martínez

Donostia – San Sebastián, Octubre de 2009

Universidad de Deusto – San Sebastián

Facultad de CC.EE. y Empresariales

LA CONTABILIDAD DE GESTIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO VENEZOLANO

TESIS DOCTORAL

Presentada por D. Nelson Darío Díaz Gil

Dirigida por la Dra. Josune Sáenz Martínez

LA DIRECTORA **EL DOCTORANDO**

Donostia – San Sebastián, Octubre de 2009

Lo que importa verdaderamente en la vida no son los objetivos que marcamos, sino los caminos que seguimos para lograrlo.

Peter Bamm

"La gente a menudo me pregunta cómo llegué a ser exitoso en un período de seis años mientras que muchos de los que conocí no lo fueron. La respuesta es simple: Las cosas que encontré fáciles de hacer, ellos encontraron fácil no hacerlas. Yo encontré fácil fijar metas que podían cambiar mi vida. Para ellos fue fácil no hacerlo. Para mí fue fácil leer libros que podían influenciar mis pensamientos y mis ideas. Para ellos fue fácil no hacerlo. Para mí fue fácil ir a clases y seminarios, y rodearme de personas exitosas. Ellos dijeron que probablemente eso no era importante. Si hago un resumen, diría que lo que encontré fácil de hacer, ellos encontraron fácil no hacerlo. Seis años después soy millonario, y ellos todavía están culpando a la economía, el gobierno y las políticas de la compañía, cuando lo que pasó fue que olvidaron hacer lo básico, las cosas fáciles".

Jim Rohn

Agradecimientos

Estas líneas están dirigidas a demostrar mi gratitud y reflejo de la deuda contraída con todas las personas que directa o indirectamente han contribuido con el éxito de esta investigación.

En el ámbito académico y personal, quisiera agradecer, en primer lugar, a mi directora de tesis, Josune Sáenz, por su apoyo incondicional, su gran sencillez, su profesionalismo y confianza, que despertaron en mí una gran admiración.

Asimismo, quisiera agradecer al Licenciado Carlos Esteban Sánchez, actual Director general de la empresa CADAFE Región 7, por su total apoyo e interés mostrado en el desarrollo de esta tesis.

También muestro mi gratitud al Dr. Giovanni Castro, por su apoyo incondicional y ánimo constante para el cumplimiento de tan ardua misión.

Tampoco puedo dejar de lado a mis amigos y compañeros Adolfo Aponte, Eduardo Lavado y demás compañeros que compartieron conmigo el día a día.

En este punto quisiera manifestar mis gratos recuerdos, dedicando este éxito a quien fue mi compañero de estudios y amigo por siempre, Juan de Jesús Pinto, donde estés, un gran abrazo.

Deseo igualmente dejar muestra de mi sincero agradecimiento a los responsables de la biblioteca del campus por su gran labor en la obtención de artículos y bibliografía solicitada y, agradecer también, al personal de la Cátedra Unesco, por su apoyo económico para que sea factible este proyecto de investigación.

Finalmente, y ya en el ámbito personal, quisiera agradecer a mi familia y a Ángela, la comprensión, la estabilidad emocional y el apoyo incondicional proporcionado.

La Contabilidad de Gestión en el Sector Eléctrico Venezolano

Díaz Gil, Nelson Darío

RESUMEN

La presente investigación se centra en el estudio del papel que puede desempeñar la Contabilidad de Gestión en el mercado eléctrico venezolano, partiendo de un análisis del concepto y grado actual de desarrollo de esta disciplina.

A continuación, se realiza un diagnóstico estratégico de la situación del sector eléctrico en Venezuela desde una perspectiva internacional comparada. En particular, se muestran las características principales de dicho sector en cuanto a las actividades que ejecuta, su grado de desarrollo, las empresas existentes, los segmentos de clientela atendidos, los recientes cambios normativos acaecidos y las previsiones futuras.

Seguidamente, se describen las prácticas habituales de la Contabilidad de Gestión en el sector eléctrico venezolano (control presupuestario e indicadores de gestión, principalmente), con el propósito de evaluar la utilización de sus herramientas en la práctica y determinar las posibles carencias existentes. Puesto que una de las principales carencias detectadas consiste es la ausencia de mecanismos de cálculo de costes que permitan evaluar el grado de eficiencia en la prestación del servicio en cada una de las grandes fases que éste comprende (generación, transmisión, distribución y comercialización de energía), a continuación, se efectúa una propuesta de cálculo para cada una de dichas fases y se procede a su aplicación práctica en la empresa CADAFE, una de las principales compañías eléctricas del país.

El procedimiento propuesto permite conocer los costes detallados (normalizados y completos), con el fin de poner de manifiesto la incidencia de la denominada "subactividad", que en el caso de Venezuela es sumamente importante por planta de generación, central de transmisión, central de distribución y oficina comercial, permitiendo a su vez calcular márgenes y resultados por oficina comercial, segmento de clientela y áreas geográficas.

Índice general

Capítulo		Pág..
	Resumen	ix
	Índice general de contenido	xi
	Índice de tablas	xviii
	Índice de gráficos	xxii
I	**INTRODUCCIÓN**	25
I.2	Motivación del estudio	26
I.3	Planteamiento del problema	26
I.4	Justificación del trabajo	28
I.5	Objetivos generales y específicos	29
1.6	Metodología	30
1.7	Estructura general de la tesis	31
II	**EVOLUCIÓN RECIENTE DE LA CONTABILIDAD DE GESTIÓN**	
II.1	Introducción	33
II.2	Marco conceptual	33
II.2.1	La Contabilidad de Gestión	33
II.2.1.1	Contabilidad de Costes	34
II.2.1.2	Control de Gestión	35
II.3	La Contabilidad de Gestión y su evolución a partir de la década de 1980	36
II.3.1	La Contabilidad de Gestión en los comienzos de la década de 1980	37
II.3.2	Perfeccionamiento de las técnicas de cálculo del coste: aparición de los sistemas de costes y de gestión basados en actividades	38
II.3.3	Segunda etapa: del cálculo del coste a la gestión del coste – La gestión de la empresa basada en actividades (ABM)	42
II.3.3.1	La gestión de la empresa basada en actividades y la mejora continua	45

Índice general

Capítulo		Pág.
II.3.4	Desarrollos ulteriores de la Contabilidad de Gestión: la Gestión Estratégica de Costes o Contabilidad de Dirección Estratégica	47
II.3.4.1	De la gestión de la cadena de valor interna a la del sistema completo de creación de valor	47
II.3.4.2	Concepto de Gestión Estratégica de Costes o Contabilidad de Dirección Estratégica	49
II.3.4.3	Relación entre Contabilidad de Dirección Estratégica y la Contabilidad de Gestión	51
II.3.4.4	Implantación de la estrategia y control: desarrollo de nuevas herramientas para ser aplicadas en el nuevo paradigma de Dirección Estratégica	52
II.3.4.4.1	Hacia la verdadera integración de control estratégico y control operacional: el cuadro de mando integral de Kaplan y Norton.	54
II.3.5	Gestión y medición de intangibles o capital intelectual	57
III	**EL SERVICIO ELÉCTRICO EN VENEZUELA**	
III.1	Introducción	63
III.2	Panorámica general del sector	63
III.3	Análisis de la estructura del sector	66
III.3.1	Descripción de la cadena de valor del sector	66
III.3.1.1.	Producción o generación de energía eléctrica	67
III.3.1.2	Intercambios con otros países	68
III.3.1.3	Transporte o transmisión de energía eléctrica	69
III.3.1.4	Distribución de energía eléctrica	70
III.3.1.5	Comercialización de la energía eléctrica	70
III.3.1.6	Gestión económica y técnica del sistema eléctrico	71
III.3.2	Agentes intervinientes	71

Índice general

Capítulo		Pág.
III.3.3	Estructura de costes e ingresos del sector	73
III.3.4	Sectores clientes	78
III.3.5	Evolución de la oferta y demanda de energía	81
III.3.6	Grado de concentración del sector eléctrico venezolano	85
III.4	Marco regulador	86
III.5	Análisis de los comportamientos y resultados de las empresas del sector	92
III.6	Tendencias de futuro el sector	103
III.7	Factores clave de éxito	106
III.8	Análisis DAFO del sector	110
III.9	Retos que debe afrontar el sector eléctrico venezolano	115
IV	**LA CONTABILIDAD DE GESTIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO VENEZOLANO**	
IV.1	Introducción	118
IV.2	Elementos que configuran el sistema de información contable para la gestión en el mercado eléctrico venezolano	118
IV.2.1	Control presupuestario	118
IV.2.1.1	Plan operativo	118
IV.2.1.2	Proceso de obtención del presupuesto de cobros y pagos, amortizaciones y provisiones.	126
IV.2.1.3	Cálculo de las desviaciones	150
IV.2.1.4	Utilidad del sistema de control presupuestario empleado y carencias observadas	153
IV.2.2	Indicadores de gestión	156
IV.2.2.1	Evaluación general del sistema de indicadores de gestión	167

Índice general

Capítulo		Pag.
IV.2.3	Percepción general de la Contabilidad de Gestión en el sector eléctrico venezolano.	173
IV.2.3.1	Ausencia de una Contabilidad Analítica que permita evaluar la gestión realizada en términos de resultado y rentabilidad por áreas de actividad, zonas geográficas y segmentos de clientela	173
IV.2.3.2	Control presupuestario deficiente	173
IV.2.3.3	Indicadores de gestión incompletos	173
IV.2.3.4	Valoración final	174
V	**CÁLCULO DE COSTES DE GENERACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO VENEZOLANO: MÉTODO PROPUESTO Y APLICACIÓN PRÁCTICA**	
V.1	Introducción	175
V.2	Cálculo de costes de generación	176
V.2.1	Finalidad perseguida	176
V.2.2.	Identificación de los recursos utilizados en generación	178
V.2.2.1	Recursos utilizados en plantas de generación hídricas	178
V.2.2.2	Recursos utilizados en plantas de generación térmicas	179
V.2.2.3	Comparación entre ambos tipos de plantas	180
V.2.3	Propuestas existentes en la literatura para el cálculo de costes de generación: análisis crítico sugerencias de mejora y aplicación práctica	181
V.2.3.1	Propuestas para el cálculo de costes con fines de evaluación del grado de eficiencia de las diferentes plantas	189
V.2.3.2	Aplicación práctica a la empresa CADAFE	189
V.2.3.2.1	Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros recursos fijos por KW generado	189

Índice general

Capítulo		Pag.
V.2.3.2.2	Coste de combustible por KW generado	213
V.2.3.2.3	Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KW generado	221
V.2.3.2.4	Otros costes variables de mantenimiento por KW generado	224
V.2.3.2.5	Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KW generado	226
V.2.3.2.6	Generación distribuida	231
V.2.3.2.7	Recapitulación de los hallazgos	234
VI	**CÁLCULO DE COSTES DE TRANSMISIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO VENEZOLANO: MÉTODO PROPUESTO Y APLICACIÓN PRÁCTICA**	
VI.1	Introducción	238
VI.2	Cálculo del coste de transmisión de energía	230
VI.2.1	Finalidad perseguida	230
VI.2.2	Identificación de los recursos utilizados en transmisión	231
VI.2.3	Propuestas existentes en la literatura para el cálculo de costes de transmisión de energía: análisis crítico y sugerencias de mejora	241
VI.2.3.1	Propuestas para el cálculo de costes con fines de evaluación del grado de eficiencia de las diferentes centrales de transmisión	241
VI.2.3.2	Aplicación práctica a la empresa CADAFE	241
VI.2.3.2.1	Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros costes fijos por KW transmitido	241
VI.2.3.2.2	Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KW transmitido	266
VI.2.3.2.3	Otros costes variables de mantenimiento	269
VI.2.3.2.4	Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KW transmitido	271
VI.2.3.2.5	Principales hallazgos	276

Índice general

Capítulo		Pag.
VII	**CÁLCULO DE COSTES DE DISTRIBUCIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO VENEZOLANO: MÉTODO PROPUESTO Y APLICACIÓN PRÁCTICA**	
VII.1	Introducción	279
VII.2	Coste de distribución de energía	279
VII.2.1	Finalidad perseguida	279
VII.2.2.	Identificación de los recursos utilizados en distribución	281
VII.2.3	Propuestas existentes en la literatura para el cálculo de costes de distribución: análisis crítico y sugerencias de mejora	282
VII.2.3.1.	Propuestas para el cálculo de costes con fines de evaluación del grado de eficiencia de los diferentes centros de distribución	282
VII.2.3.2	Aplicación práctica a la empresa CADAFE	284
VII.2.3.2.1	Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros recursos fijos por KW distribuido	284
VII.2.3.2.2	Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KW distribuido	361
VII.2.3.2.3	Otros costes variables para operaciones de mantenimiento por KW distribuido	361
VII.2.3.2.4	Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KW distribuido	369
VII.2.3.2.5	Coste real y normalizado por Estado o localidad geográfica.	387
VII.2.3.2.6	Principales hallazgos en el proceso de distribución de la energía	390
VIII	**CÁLCULO DE COSTES DE COMERCIALIZACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO VENEZOLANO: MÉTODO PROPUESTO Y APLICACIÓN PRÁCTICA**	
VIII.1	Introducción	393
VIII.2	Coste de comercialización de la energía	393

Índice general

Capítulo		Pag.
VIII.2.1	Finalidad perseguida	393
VIII.2.2	Identificación de los recursos utilizados	396
VIII.2.3	Propuestas existentes en la literatura para el cálculo de costes de comercialización: análisis crítico y sugerencias de mejora	396
VIII.2.3.1	Propuestas para el cálculo de costes con fines de evaluación del grado de eficiencia de las diferentes oficinas comerciales	396
VIII.2.3.2	Aplicación práctica a la empresa CADAFE	398
VIII.2.3.2.1	Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros costes por KW comercializado	398
VIII.2.3.2.2	Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KW comercializado	443
VIII.2.3.2.3	Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KW comercializado	443
VIII.2.3.2.4	Coste normalizado y real por localidad geográfica	450
VIII.2.3.2.5	Recapitulación de los principales hallazgos	452
VIII.3	Coste total del servicio eléctrico por localidad geográfica o Estado y oficina comercial	453
VIII.4	Estado de resultados por oficina comercial	459
IX	**CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE TRABAJO FUTURAS**	
IX.1	Conclusiones relativas al devenir reciente de la Contabilidad de Gestión	479
IX.2	Conclusiones relativas a la situación del sector eléctrico en Venezuela	480
IX.3	Conclusiones relativas a las prácticas habituales de la Contabilidad de Gestión en el sector eléctrico venezolano	482
IX.4	Conclusiones derivadas del método propuesto para el cálculo de costes en el sector eléctrico venezolano	487

Índice general

Capítulo		Pag.
IX.5	Líneas de investigación futuras	495
	Bibliografía	497

Índice de tablas

Tabla		Pág.
2.1	El proceso de dirección estratégica en la organización	48
3.1	Empresas matrices y filiales del sector eléctrico	64
3.3	Agentes intervinientes en el mercado eléctrico venezolano	71
3.4	Distribución de ingresos	73
3.5	Distribución de gastos según su naturaleza	75
3.6	Distribución porcentual de insumos operacionales	76
3.7	Distribución porcentual de insumos operacionales sobre el volumen de ingresos	77
3.8	Clientes y servicios prestados	78
3.9	Promedio facturado por clase de servicio (porcentaje)	80
3.10	Oferta y demanda de energía (cifras en GWh)	81
3.11	Generación o producción de energía por empresa (cifras en GWh)	82
3.12	Sector eléctrico venezolano. Energía consumida por los clientes de cada empresa eléctrica (cifras en GWh)	83
3.13	Sector eléctrico venezolano. Energía facturada por cada empresa eléctrica (cifras en GWh)	84
3.14	Sector eléctrico venezolano, energía consumida, pero no facturada, por cada empresa eléctrica (Porcentaje)	84
3.15	Sector eléctrico venezolano, grado de concentración sectorial (2006)	85
3.16	Sector eléctrico venezolano, marco regulatorio del sector eléctrico	88
3.17	Evolución de las variables del sector, (Período 2000 al 2006), Crecimiento Porcentual	93

Índice de tablas

Tabla		Pág.
3.18	Sector eléctrico. Una perspectiva internacional, variables de resultados (2006)	97
3.19	Factores clave de éxito	108
3.20	Sector eléctrico venezolano, análisis DAFO del sector	110
3.21	Estrategias del sector eléctrico venezolano	113
4.1	Diseño del plan anual e institucional 2006, directrices para los órganos y entes de la administración pública nacional	118
4.2	Resumen consolidado del plan operativo (Ejemplo práctico en el caso de una empresa de servicio eléctrico)	123
4.3	Resumen consolidado del plan operativo	124
4.4	Cronograma de actividades	125
4.5	Plan de inversiones en instalaciones eléctricas. Registro de material de obra administrada con recursos propios	130
4.6	Plan de inversiones en la actividad de comercialización. Registro de material de obra administrada con recursos propios	133
4.7	Parámetros de partida para el área de personal fijo y contratado	135
4.8	Ejemplo de presupuesto global de pagos, amortizaciones y provisiones	138
4.9	Proyección de cobros	139
4.10	Resumen de Cobros, Pagos, Amortizaciones y Provisiones (Un modelo de presentación)	146
4.11	Ejecución presupuestaria por Unidad Organizativa	147
4.12	Ejecución presupuestaria por subpartida	149
4.13	Traspaso entre sub partidas de gastos e inversiones	152
4.14	Indicadores comerciales	159
4.15	Indicadores operativos	163
4.16	Indicadores técnicos	166
4.17	Consumo de combustible como materia prima de generación	172

Índice de tablas

Tabla		Pág.
5.1	Datos comparativos por tipo de planta	180
	Aplicación práctica. Generación de Energía	
5.2	Costes fijos reales de amortización del inmovilizado	190
5.3	Costes fijos reales de personal	195
5.4	Otros costes fijos reales	200
5.5	Capacidad normal de generación	204
5.6	Coeficiente de actividad en generación	207
5.7	Pérdida por subactividad y costes fijos imputados	203
5.8	Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros costes fijos por KW generado	211
5.9	Control de las existencias de materia prima por planta	215
5.10	Coste de materia prima por planta y KWh	218
5.11	Consumo estimado de gasoil. Planta Táchira según energía generada	220
5.12	Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KW generado	215
5.13	Otros costes variables de mantenimiento	225
5.14	Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KW generado	227
5.15	Capacidad normal de generación distribuida	231
5.16	Costes reales de contratación	232
5.17	Costes estimados de materia prima, materiales y suministros	232
5.18	Coste unitario normalizado por KWh generado	233
	Aplicación práctica. Transmisión de energía	
6.1	Costes fijos reales por amortización del inmovilizado	242
6.2	Costes fijos reales del personal	247
6.3	Otros costes fijos	252
6.4	Energía máxima a transmitir por central	255

Índice de tablas

Tabla		Pág.
6.5	Capacidad normal de transmisión de energía	256
6.6	Coeficiente de actividad por central de transmisión de energía	258
6.7	Pérdida por subactividad y costes fijos imputados	261
6.8	Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros recursos fijos por KWh transmitido	265
6.9	Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh transmitido	267
6.10	Otros costes variables de mantenimiento	263
6.11	Costes normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh transmitido	272
	Aplicación práctica. Distribución de la energía	
7.1	Costes fijos reales de amortización del inmovilizado	285
7.2	Costes fijos reales de personal	302
7.3	Otros costes fijos en el proceso de distribución de energía	316
7.4	Capacidad normal de distribución	325
7.5	Coeficiente de actividad de distribución	336
7.6	Pérdida por subactividad y costes fijos imputados	347
7.7	Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros recursos fijos por KW distribuido	357
7.8	Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido	362
7.9	"Otros costes variables" para operaciones de mantenimiento por KW distribuido	367
7.10	Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KW distribuido	369
7.11	Coste normalizado por Estado o localidad geográfica	387
	Aplicación práctica. Comercialización de la energía	
8.1	Costes fijos reales de amortización del inmovilizado	400

Índice de tablas

Tabla		Pág.
8.2	Costes fijos reales de personal	408
8.3	Otros costes fijos en la comercialización de energía eléctrica	421
8.4	Capacidad normal de comercialización	428
8.5	Coeficiente de actividad	433
8.6	Pérdida por subactividad y costes fijos imputados	436
8.7	Nivel comparativo por clase de oficina comercial	442
8.8	Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KW comercializado	444
8.9	Coste por localidad geográfica	451
8.10	Coste completo del servicio eléctrico por oficina comercial y localidad geográfica	455
8.11	Efecto de la generación distribuida en el coste del servicio eléctrico	458
8.12	Estado de resultados por oficina comercial	460

Índice de Gráficos y Figuras

Gráficos y Figuras		Pág.
1.1	Esquema gráfico para el desarrollo de los objetivos	31
2.1	La perspectiva A.B.C del cálculo de costes	41
2.2	Las dos dimensiones de los Modelos (ABC) de segunda generación	44
2.3	Estructura de un cuadro de mando integral	55
3.1	Ubicación geográfica de las empresas eléctricas	64
3.2	Suministro de energía eléctrica, actividades y sujetos	67
4.1	La Contabilidad de Gestión mediante presupuestos	127
4.2	Base para la formación de indicadores comerciales	157
4.3	Indicadores operativos	162

Índice de Gráficos y Figuras

Gráficos y Figuras		**Pág.**
4.4	Indicadores Técnicos	165
4.5	Cuadro de Mando Integral	167
6.1	Transmisión de Energía	239
7.1	Distribución de la energía eléctrica	282
8.1	Comercialización de la energía	395

CAPÍTULO I

I.1 Introducción

En Venezuela, el sector eléctrico constituye, después del petrolífero, el segundo sector económico en orden de importancia. Concretamente, Venezuela es uno de los países con mayor grado de electrificación de América Latina. Aproximadamente, el 94% de la población dispone de servicio eléctrico, fruto del esfuerzo inversor realizado durante las décadas de 1970 y 1980.

Si bien es importante reconocer este logro, hoy en día, el nivel de inversión ha disminuido abruptamente, lo que ha traído consigo pérdidas cuantiosas que se escapan del control de las empresas prestadoras del servicio, exigiendo la búsqueda de alternativas que permitan hacer eficiente el sector con un mínimo coste y máxima calidad.

Entre otras cosas, es necesaria la adaptación de los sistemas de información para la toma de decisiones y el control efectivo de las operaciones, de forma que sea posible lograr un crecimiento rentable. Atendiendo a lo anterior, el presente trabajo pretende proporcionar un método que permita el cálculo de costes en cada uno de los eslabones que configuran la cadena de valor en la prestación del servicio eléctrico (generación, transmisión, distribución y comercialización de energía), pues se entiende que la disponibilidad de información fiable y completa en materia de costes constituye un primer *input* básico para el análisis de cualquier decisión y la evaluación y promoción de la eficiencia interna. El citado método se procede a testar en la empresa CADAFE (una de las principales compañías eléctricas del país), lo que permite mostrar su utilidad de cara a la detección de oportunidades que permitan mejorar la productividad y la eficiencia en cada eslabón de la cadena de valor.

La razón por la cual se ha seleccionado CADAFE como empresa en la que aplicar el método propuesto obedece a que la citada compañía aglutina el 80% del

mercado eléctrico venezolano, desarrollando además todas las modalidades de generación de energía que se aplican en el país (generación hídrica y térmica).

I.2 Motivación del estudio

Las razones que han llevado a la realización de este estudio son las siguientes:

- El interés que despiertan en el doctorando los planteamientos propios de la Contabilidad de Gestión.
- La necesidad que tiene el Estado venezolano de hacer rentables las empresas del sector eléctrico, unido al hecho de que la labor profesional del doctorando se desarrolla en dicho sector.
- La utilidad potencial del *output* de la investigación para promover la adopción de decisiones empresariales, lo que hace que el contable de gestión asuma un papel importante dentro de la institución en la que trabaja.
- El necesario acercamiento a la realidad para comprobar el desempeño de las empresas del sector.

1.3 Planteamiento del problema

En Venezuela, como en otros países del mundo**,** se han tratado de adoptar alternativas que permitan incrementar la eficiencia de las empresas y la rentabilidad de las inversiones. En el caso del sector eléctrico, este último aspecto adquiere especial interés, debido al gran peso de los activos fijos en la estructura patrimonial.

En la actualidad, la demanda adicional previsible por el crecimiento demográfico, industrial y de otros sectores, en condiciones de calidad, seguridad y accesibilidad, reclama volúmenes crecientes de inversión, los cuales deben acometerse desde ahora mismo. Sin embargo, hoy en día, el país se enfrenta a un doble problema: la caída de la inversión pública (que arrastra un proceso de deterioro en todo el sector) y la regulación del servicio por parte del Estado.

El primero de los problemas se traduce en un servicio cada vez más costoso y de menor calidad, que afecta crecientemente a la población y al aparato productivo nacional. Esta situación ha traído consigo la descapitalización de buena parte de las empresas eléctricas, debido a las pérdidas económicas constantes motivadas por inversiones sin rotación, que han incrementado los costes de operación del servicio.

El segundo problema está ligado al hecho de que el precio del servicio eléctrico está regulado por el gobierno nacional, quien establece las tarifas a aplicar para cada ente sin ningún tipo de estratificación. Esto ha originado ventajas competitivas para algunas empresas comercializadoras de energía, debido a que su jurisdicción aborda promedios significativos de usuarios urbanos y de alto consumo y, por ende, presentan una mejor rotación de la inversión y rentabilidad efectiva.

Por otra parte, el Estado venezolano ha promovido recientemente un cambio normativo en el sector eléctrico (si bien aún no se ha puesto en marcha), en virtud del cual exige la prestación del servicio en condiciones de calidad y eficiencia, hablando de "costes normales y necesarios" para la prestación del servicio en ambientes de competencia y transparencia. Para que esto sea posible, las empresas deben adaptar o asumir nuevos sistemas de Contabilidad de Gestión que les proporcionen la información necesaria para controlar y tomar decisiones en el tiempo requerido, pues, es el caso que los costes y la calidad del servicio pasarán a formar parte del mercado eléctrico venezolano como elementos indispensables y de gran valor para operar dentro de éste.

En particular, ahondar en la aplicación de la Contabilidad de Gestión en las empresas eléctricas venezolanas haría posible:

1. Establecer alternativas económicas y financieras que regulen el mercado eléctrico nacional bajo los principios de equilibrio económico, confiabilidad, eficiencia, calidad, equidad, solidaridad, no discriminación y transparencia.
2. Establecer políticas de precios que hagan competitivas las empresas de comercialización de energía, sin perder de vista el objetivo principal, consistente en lograr la mejor calidad al menor coste.

3. La promoción de la competencia en aquellas actividades en las que fuera posible, para lograr una mayor eficiencia del sector y un mayor número de participantes en el mercado mayorista eléctrico.
4. Evaluar los procesos de expansión de las empresas comercializadoras en pro del desarrollo económico del país.
5. Dirigir los recursos hacia proyectos rentables.
6. Evaluar los subsidios cruzados, por entidad geográfica, con respecto a la carga social involucrada.

I.4 Justificación del trabajo

El germen del interés por esta línea de investigación se encuentra en las publicaciones periódicas de la cámara venezolana de la industria eléctrica, CAVEINEL, y de la comisión reguladora de la energía eléctrica, CREE, donde continuamente se hace alusión a la importancia del sector para el desarrollo social y económico de los países latinoamericanos y, por ende, de Venezuela. En sus estudios, se ponen manifiesto las potencialidades del sector, así como las debilidades que éste presenta para cubrir la demanda insatisfecha, que cada día se hace mayor.

Aunado a esto, la mayoría de empresas involucradas han generado pérdidas constantes que muestran un sector que tiende a descapitalizarse por los altos costes reflejados, en comparación con los ingresos percibidos. Esta situación no ha permitido la aplicabilidad del marco regulatorio promulgado durante el 31-12-2008, en gaceta oficial número 5.568, y su reglamento de fecha 18-11-2003, donde se plantea un mercado separado en sus actividades principales de generación, transmisión y distribución, además de la exigencia en la prestación de un servició de calidad.

Dado el interés y relevancia del tema, se procedió a indagar en el mismo. Así, se detectó la necesidad de medir inicialmente los costes operacionales que componen la cadena de valor del sector eléctrico. Sin embargo, la literatura sobre cálculo de costes en este sector con fines de gestión interna es poco abundante. La mayor parte de estudios se orientan al establecimiento de los precios tarifarios, concediendo muy poca

importancia a la gestión interna. De ahí la necesidad de llevar a cabo una investigación que permita subsanar esta laguna.

I.5 Objetivos

Objetivo General

El objetivo general de la investigación puede describirse de la siguiente manera:

"Diseñar y testar un método que permita el cálculo de costes con fines de gestión interna en cada uno de los eslabones que configuran la cadena de valor en el sector eléctrico venezolano: generación, transmisión, distribución y comercialización de energía".

Dicho método está orientado a evaluar la eficiencia interna de la organización y detectar oportunidades de mejora de la misma, obteniendo:

- Informes detallados de costes por:
  - Planta de generación
  - Central de trasmisión
  - Distrito técnico de distribución
  - Oficina comercial

- Resultados y rendimientos desglosados por:
  - Oficina comercial
  - Localidad geográfica o Estado
  - Segmentos de clientela

Objetivos específicos

La consecución de dicho objetivo general ha requerido a su vez el desarrollo de los siguientes objetivos específicos:

- Revisar el estado del arte en materia de Contabilidad de Gestión.
- Identificar los principales retos que el nuevo entorno competitivo plantea a las empresas de sector eléctrico venezolano, como consecuencia de transformaciones acaecidas en dicho sector.
- Diagnosticar el estado actual que presenta la aplicación de la Contabilidad de Gestión en las empresas eléctricas venezolanas (es decir, examen de las herramientas utilizadas y análisis de las deficiencias existentes).
- Ante la ausencia de literatura específica para el cálculo de costes en el sector eléctrico con fines de gestión interna, propuesta de un método para la realización de dicho cálculo en cada eslabón de la cadena de valor, a partir de la literatura general existente en materia de cálculo de costes.
- Testar el método en cuestión en una empresa eléctrica en particular.
- Identificar las acciones de mejora que se desprenden de la aplicación del citado método, con el fin de ilustrar la utilidad potencial del mismo.
- Proponer investigaciones futuras en el ámbito de la Contabilidad de Gestión en el mercado eléctrico venezolano.

I.6 Metodología

Los objetivos marcados han implicado la realización de una revisión bibliográfica en profundidad sobre tres grandes cuestiones:

- El devenir de la Contabilidad de Gestión en general.
- La evolución presentada por el sector eléctrico venezolano.
- La aplicación de la Contabilidad de Gestión en las empresas eléctricas.

Dicha revisión de la literatura se ha visto completada con el conocimiento de primera mano que el doctorando posee sobre el sector eléctrico de su país y sus prácticas habituales en materia de Contabilidad de Gestión, fruto de la labor profesional que desempeña en una de las principales empresas eléctricas del sector.

A continuación, y ante la ausencia de literatura específica que aborde el cálculo de costes en empresas eléctricas con suficiente grado de profundidad, se ha procedido a proponer un método para el cálculo de costes en cada eslabón de la cadena de valor del sector, sobre la base de la literatura general existente en materia de cálculo de costes.

Dicho método ha sido testado en la empresa CADAFE, partiendo para ello de la información técnica y contable disponible en la empresa para el año 2006.

I.7 Estructura general de la tesis

Al margen del capítulo que ahora nos ocupa, la presente tesis se ha estructurado en 8 capítulos adicionales, cuyo contenido se describe a continuación:

El **capítulo segundo** muestra el avance que ha registrado la Contabilidad de Gestión desde la década de 1980 hasta nuestros días, haciendo un breve recorrido por las nuevas herramientas y técnicas surgidas.

El tercer capítulo describe las características que presenta el sector eléctrico venezolano desde una perspectiva internacional comparada, procediendo a identificar los diferentes retos a los que debe enfrentarse.

El cuarto capítulo describe la situación de la Contabilidad de Gestión en las empresas eléctricas venezolanas, identificando las necesidades de mejora.

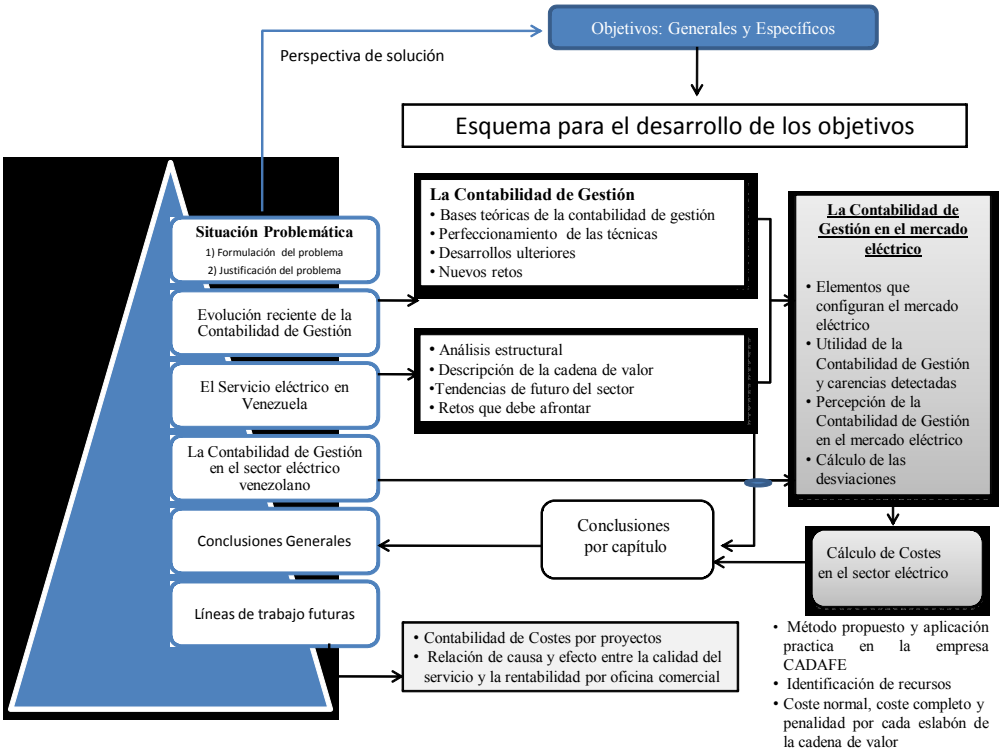
Los capítulos cinco, seis, siete y ocho proponen un método para el cálculo de costes en cada uno de los eslabones que configuran la cadena de valor del sector

eléctrico, procediendo a su aplicación práctica en la empresa CADAFE. Para ello, se parte de la literatura general existente sobre cálculo de costes.

Finalmente, **el capítulo nueve**, recopila las conclusiones del estudio.

Gráfico 1.1

Esquema gráfico para el desarrollo de los Objetivos



Fuente: Diseño propio.

CAPITULO II
EVOLUCIÓN RECIENTE DE LA CONTABILIDAD DE GESTIÓN

II.1 Introducción

A lo largo del presente capítulo, vamos a presentar la evolución que ha experimentado la Contabilidad de Gestión desde la década de 1980 hasta nuestros días. Para ello, describiremos las diferentes etapas recorridas y los principales instrumentos surgidos, con el propósito de dar respuesta a las nuevas necesidades que se han ido planteando a lo largo del tiempo.

Comenzamos diciendo que a partir de la década mencionada, la economía mundial comienza a experimentar un fuerte proceso liberalizador y globalizador que va afectando paulatinamente a todos los sectores.

En tales circunstancias, Lizcano (1995) y Sáenz (2000) sostienen que las empresas afectadas necesitan ser realmente competitivas por sí mismas en aras de lograr así su supervivencia futura, pues, en la nueva situación, ya no es posible ampararse en regulaciones estatales que permitan aislarse de la competencia. Es por ello que las empresas deben esforzarse en la implantación de herramientas de gestión que favorezcan su eficiencia y efectividad, necesidad que ha contribuido de forma notable a la evolución y desarrollo de la Contabilidad de Gestión.

Con carácter previo a la exposición de dicha evolución, presentaremos lo que entendemos por dicha disciplina, así como los dos grandes elementos que componen la misma: la Contabilidad de Costes y el Control de Gestión.

II.2 Marco conceptual

II.2.1 La Contabilidad de Gestión

Nuestro punto de partida lo constituye la definición dada por AECA (1990), según la cual "la Contabilidad de Gestión es una rama de la Contabilidad que tiene por objeto la captación, medición y valoración de la circulación interna, así como su racionalización y control, con el fin de suministrar a la organización información relevante para la toma de decisiones empresariales".

De acuerdo con la anterior definición, podemos afirmar que la Contabilidad de Gestión comprende tres cuestiones básicas:

- En primer lugar, el cálculo de los costes soportados por la organización (captación, medición y valoración de la circulación interna).
- En segundo lugar, la racionalización o gestión de dichos costes.
- Y por último, el control de la organización.

Todo ello, como ya hemos dicho, con el propósito final de suministrar a la dirección información relevante de cara a sus procesos de toma de decisiones.

II.2.1.1 Contabilidad de Costes

Siguiendo de nuevo el documento previamente citado, AECA (1990), la Contabilidad de Costes suministra la información analítica relativa a los costes de los productos y servicios generados por la empresa, asumiendo el grado de desagregación que se considere oportuno en cada momento, a efectos de determinar el valor de las existencias, y el coste de los productos vendidos.

A partir de la presente definición, puede deducirse que, si la información sobre el cálculo de costes es utilizada para elaborar los estados contable-financieros, entonces nos encontramos en el ámbito de la Contabilidad de Costes, mientras que, si dicha información es adaptada y utilizada para la toma de decisiones, entonces nos encontramos en el ámbito de la Contabilidad de Gestión.

II.2.1.2 Control de Gestión

A lo largo de los años, la expresión Control de Gestión ha sido empleada de diferentes formas dentro del ámbito contable y de las ciencias de gestión empresarial. Para nosotros, comprende aquel conjunto de actividades, mecanismos y procedimientos a través de los cuales los directivos de la organización tratan de garantizar que las decisiones tomadas en los diferentes niveles y que las distintas acciones emprendidas conducen al cumplimiento de sus objetivos o metas, permitiendo evaluar el grado de consecución de las mismas y averiguar el porqué de las desviaciones surgidas (Sáenz, 2009).

Por lo tanto, según Sáenz (2009), el Control de Gestión va mucho más allá de la verificación *a posteriori* del grado de cumplimiento o consecución de una meta: un buen sistema de control orienta además las decisiones y las acciones antes de que éstas se produzcan, y ajusta las mismas mientras tiene lugar su desarrollo, asegurando con ello que la organización se encuentra realmente *bajo control* (es decir, en la senda adecuada para alcanzar sus objetivos).

Dicho esto, y atendiendo fundamentalmente al nivel jerárquico de la organización en el cual nos encontremos, así como, al tipo de decisión subyacente en dicho nivel jerárquico, el proceso general de control puede ser dividido en varios subsistemas (Sáenz, 2009):

- **Control de ejecución –** Es el subsistema de control propio de los niveles jerárquicos inferiores. En este caso, predominan las situaciones rutinarias y de carácter repetitivo, para las que sí es posible establecer de antemano el procedimiento de actuación más apropiado, conforme a los fines asignados a las direcciones funcionales y la experiencia previa. Por este motivo, el proceso de control se centrará principalmente en la vigilancia del cumplimiento de las rutinas establecidas, de forma que el proceso de decisión por parte del individuo afectado quede reducido a la identificación de una determinada situación y a la aplicación posterior del procedimiento acordado para dicha situación

- **Control operacional –** Es el subsistema de control propio de las direcciones intermedias. Sirve de enlace entre las estrategias definidas y las actividades desarrolladas en el día a día por la empresa, con el objeto de preservar así la coherencia del todo. En este subsistema, los objetivos últimos de la organización son desglosados en objetivos particulares para los diferentes responsables que la integran (despliegue de objetivos), de forma que cada uno de ellos conoce de forma clara hacia dónde debe encaminar sus pasos. Siendo esto así, la especificidad del ámbito de actuación de cada directivo funcional implica, normalmente, un mejor conocimiento por parte de éstos del modo más adecuado para alcanzar los objetivos que les han sido asignados, razón por la cual los mecanismos de control aplicados incidirán, principalmente, en la vigilancia de los resultados obtenidos, más que en el control de las acciones propiamente dicho.
- **Control estratégico –** Se trata del subsistema de control propio de la alta dirección (corporativa y de unidad de negocio), cuya misión consiste en la evaluación y ajuste de la estrategia formulada a lo largo de su proceso de implantación.

II.3 La Contabilidad de Gestión y su evolución reciente a partir de la década de 1980

Una vez reseñado el marco conceptual que reúne las principales características del punto de partida de esta investigación, se abordará la evolución reciente que ha experimentado la Contabilidad de Gestión. El punto de partida lo situamos en la década de 1980, por ser este el momento en el que se produce un punto de inflexión en el devenir de esta disciplina.

Siguiendo los trabajos de Sáenz (2000 y 2009), en el devenir reciente de la Contabilidad de Gestión es posible distinguir las siguientes etapas:

- Primera Etapa – Perfeccionamiento de las técnicas de obtención del coste: aparición de los sistemas de costes basados en las actividades (*Activity–based Costing*).
- Segunda Etapa – Del cálculo del coste a la gestión del coste: la gestión de la empresa basada en las actividades (*Activity–based Management*).

- Tercera Etapa – De la Contabilidad de Gestión hacia la Contabilidad de Dirección Estratégica, lo cual comprende a su vez dos grandes apartados:
    - El paso de la gestión de la cadena de valor interna hacia la gestión del sistema completo de creación de valor.
    - El desarrollo de nuevas herramientas de control para ser aplicadas en el nuevo paradigma de la Dirección Estratégica (Cuadro de Mando Integral).
- Cuarta etapa – Gestión y medición de intangibles o capital intelectual.

II.3.1 La Contabilidad de Gestión en los comienzos de la década de 1980

La década de 1980 marca, sin lugar a dudas, un hito importante en la historia reciente de la Contabilidad de Gestión, pues en ella se concitan dos fuerzas paralelas que provocan un cambio de rumbo en el devenir de esta disciplina:

- Por una parte, la puesta de manifiesto de los problemas derivados de las prácticas habituales de dicha Contabilidad desde los años cincuenta y,
- Por otra, la concienciación creciente por parte de las empresas sobre estos problemas, a raíz, principalmente, de las presiones experimentadas en el entorno competitivo desde la década de 1970.

Para Álvarez y Blanco (1989) y Amat (1995), los motivos que impulsaron el cambio de orientación en la Contabilidad de Gestión fueron el desarrollo neoliberal y el cambio de los valores sociales, además de:

- La creciente volatilidad del entorno.
- La globalización de las relaciones económicas y financieras.
- El rápido incremento de la competencia.
- La implantación de sistemas de fabricación flexibles.
- La gestión de la calidad total, JIT, BPR.
- El desarrollo continuo de las tecnologías de información.
- La creciente necesidad de orientar hacia el exterior la gestión de la empresa.

No obstante, como señala Amat, el aspecto crucial de esta época radica en la importancia adquirida por los gastos generales o costes indirectos, que pasan a tener el mismo grado de importancia que los demás costes, o incluso superior, lo cual exige el uso de procedimientos de reparto más sofisticados, más allá del volumen de horas de mano de obra directa trabajadas.

II.3.2 Perfeccionamiento de las técnicas de cálculo del coste: aparición de los sistemas de costes basados en las actividades

El proceso de transformación de la Contabilidad de Gestión tuvo su origen, fundamentalmente, en el sector industrial y, más en concreto, en aquellas empresas tecnológicamente avanzadas del mundo occidental que, con procesos productivos drásticamente diferentes a los existentes cuando surgieron las técnicas básicas de Contabilidad de Costes y Contabilidad de Gestión (siglo XIX y comienzos del siglo XX), fueron las primeras en experimentar los efectos del proceso general de liberalización y la apertura de las economías nacionales, lo que sirvió de especial estímulo para iniciar un proceso de total renovación de esta materia.

Este cambio de rumbo de la Contabilidad de Gestión puede situarse en los trabajos efectuados por Robin Cooper y Robert S. Kaplan, así como en la investigación desarrollada en el seno de CAM-I, antes conocido como *Computer–Aided Manufacturing International* y actualmente como *Consortium for Advanced Manufacturing*.

A juicio de Morrow (1992), curiosamente, el programa emprendido entonces en el seno del CAM-I (*Cost Management Systems*, CMS) resultó ser, sin lugar a dudas, el que mayor éxito alcanzó entre los distintos programas de diferentes áreas desarrolladas por esta institución, reflejando quizás la insatisfacción latente que muchas empresas sentían respecto a los enfoques tradicionales de cálculo y gestión de costes que venían empleando.

Los trabajos realizados originaron importantes definiciones, que fueron recogidas en el año 1988 en el libro titulado: *Cost Management for Today advanced Manufacturing – The CAM-I Conceptual Design*. No obstante, cabe señalar que en el texto aún no se emplean específicamente los términos *Activity-based Costing* (ABC) y *Activity-based Management* (ABM), hablándose simplemente de Activity Accounting o Contabilidad basada en las actividades.

Sin embargo, realmente, los orígenes conceptuales de esta técnica pueden situarse en la obra publicada en 1971 por J.S. Staubus (*Activity Accounting and Input – Output Accounting*), donde se recoge la base de una sistemática basada también en actividades y que por aquel entonces pasó desapercibida. La razón de este hecho obedece a que en aquella época no se sentía aún la necesidad de modificar los sistemas que venían aplicando las empresas, además de que los equipos y los sistemas de información vigentes tampoco lo permitían.

La base sobre la cual descansa el sistema de costes ABC radica en la revisión del concepto de causalidad del coste. Si para los sistemas de costes tradicionales los distintos productos y servicios ofertados son los causantes del consumo de factores productivos en la empresa, para el sistema de costes ABC, los verdaderos causantes del consumo de recursos son las distintas actividades llevadas a cabo para elaborar los diferentes productos y servicios.

El sistema de costes ABC propuesto por Kaplan y Cooper implica una nueva manera de pensar. Tradicionalmente, los sistemas de costes trataban de responder a la siguiente pregunta: ¿cómo puede la organización imputar costes para poder elaborar sus estados contables y controlar sus departamentos? Hoy en día, los sistemas ABC, según afirmaciones realizadas por Lawrence (2005), tratan de responder a un conjunto de preguntas completamente diferentes:

1. ¿Qué actividades se realizan en la organización?
2. ¿Cuánto cuesta realizar las actividades?
3. ¿Por qué necesita la organización realizar actividades y procesos empresariales?

4. ¿Qué parte o cantidad de cada actividad requieren los productos, servicios y clientes?

Un modelo ABC adecuadamente construido proporciona las respuestas a estas preguntas y constituye un mapa económico de los costes y la rentabilidad de la organización basado en las actividades.

Se les atribuye entonces a los profesores Robin Cooper y Robert S. Kaplan el mérito de haber contribuido a difundir y popularizar a nivel mundial los conceptos básicos relacionados con el sistema de costes por actividades. En este sentido, a través de una extensa serie de artículos y casos,[1] estos autores manifiestan las bonanzas y superioridad del sistema de costes ABC, con respecto a métodos tradicionales de cálculo de costes, haciendo también hincapié en las cuestiones prácticas referentes a su implantación.[2]

La nueva lógica del cálculo del coste es la siguiente: en primer lugar, deberán medirse los recursos utilizados por las diferentes actividades llevadas a cabo, empleando para ello magnitudes que permitan medir los consumos realizados por cada una de ellas (inductores de recursos) y, en segundo lugar, se traspasará el coste de esas actividades a los productos que las utilizan, empleando de nuevo magnitudes que permitan medir el consumo que de tales actividades efectúan los distintos productos (inductores de actividad o medida de actividad).

A la hora de llevar a cabo la delimitación de las actividades y reconocer las relaciones causales existentes entre las diferentes actividades llevadas a cabo para la

---

[1] La mayoría de estos artículos y casos se encuentran recogidos en el libro publicado en el año 1991: *The Design of Cost Management Systems: Texts, Cases and Readings*. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, USA

[2] En España merece destacar en este sentido la labor pionera y sintetizadora desarrollada por los profesores Castelló y Lizcano, en especial a través de su obra:

Castello Lizcano, E.; Lizcano Àlvarez, J. (1994): *El sistema de gestión y de costes basado en las actividades*. Instituto de Estudios Económicos, Madrid

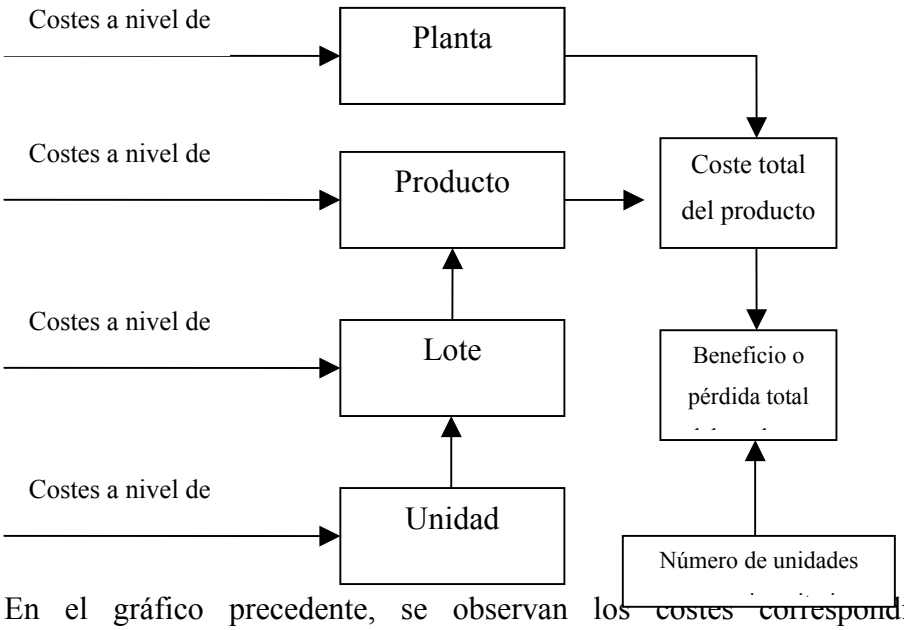
elaboración de distintos productos y los coses soportados, los autores Cooper y Kaplan (1991), Castello y Lizcano (1999), y (Player y Lacerda, 2002) sostienen que las actividades pueden ser agrupadas en cuatro grandes categorías:

1. Actividades desarrolladas por cada unidad de producto fabricada (mecanización y trabajos de mano de obra directa, por ejemplo).
2. Actividades desarrolladas por cada lote de productos fabricados (preparación de maquinaria y movimientos de materiales).
3. Actividades relacionadas con el sostenimiento de una determinada categoría de producto (como por ejemplo, el diseño y mejora de su proceso productivo o el mantenimiento de las especificaciones).
4. Por último, actividades relacionadas con el sostenimiento de la infraestructura general de la empresa, tales como, limpieza de locales y gestión de terrenos y edificios.

En la figura 2.1, puede observarse el método propuesto por el sistema de costes ABC.

Figura 2.1

La perspectiva ABC del cálculo de costes



En el gráfico precedente, se observan los costes correspondientes por infraestructura y producto. A su vez, los costes por lote y unidad. Estos costes se acumulan a nivel de producto para que, mediante comparación con los ingresos

alcanzados, se obtenga el beneficio o pérdida que el producto en cuestión aporta a la empresa.

II.3.3 Segunda etapa: del cálculo del coste a la gestión del coste – La gestión de la empresa basada en actividades (ABM)

Evaluada la fuente del sistema de costes ABC, pronto se puso de manifiesto que el estudio de las actividades podía tener un alcance mucho más amplio que el mero cálculo de costes, pues como dice Turney (1992), el disponer de información de buena calidad supone únicamente el haber ganado la mitad de la batalla en pro de garantizar la competitividad de la empresa a largo plazo.

A pesar de que la nueva técnica suponía un avance considerable respecto a los métodos tradicionales de cálculo de costes, resultaba ser de muy poca ayuda para tratar de mejorar la eficiencia interna, debido a que no facilitaba información ni sobre el coste de las actividades individuales, ni sobre el modo de desempeño de estas últimas.

De esta manera, preguntas esenciales en entornos altamente competitivos, como las que seguidamente detallamos, permanecían aún sin respuesta: ¿Cuánto tiempo se necesita para desarrollar las actividades clave del proceso productivo? ¿Cuál es el nivel de calidad asociado a estas actividades? ¿Qué factores incrementan el tiempo y el esfuerzo necesario para desempeñar dichas actividades?

De este modo, Sáez Torrecilla (1994) considera que la evolución y perfeccionamiento de la técnica del sistema de costes ABC, condicionada por el vertiginoso proceso de cambio, amplía en gran medida su campo de acción gracias al surgimiento de la metodología conocida como *Activity-based Management* o ABM y, en paralelo, técnicas complementarias tales como: TQM: gestión de calidad total (*Total Quality Management*); TBC: competencia basada en el tiempo (*Time-based Competition*); y TOC: teoría de las limitaciones (*Theory of Constraints*).

Siguiendo a Raffish y Turney (1992) y a González y Navarro (1995), el ABM se centra en la gestión de las actividades como medio para mejorar el valor recibido por el cliente y el beneficio obtenido mediante el suministro de dicho valor.

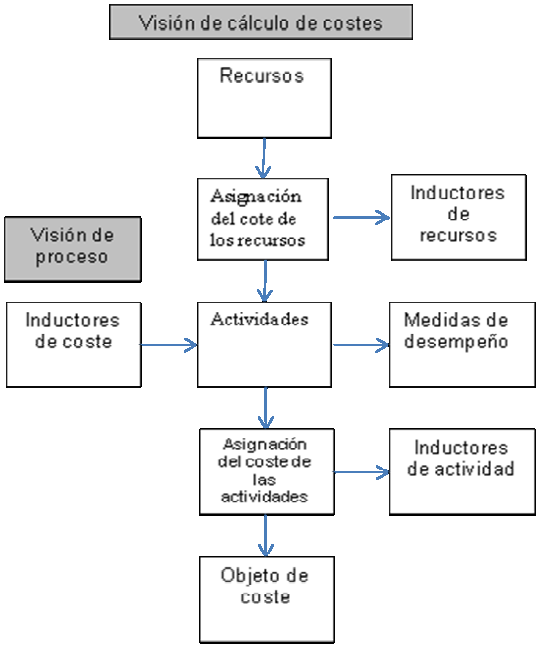
Uno de los principales promotores de esta metodología es el norteamericano Peter B.B. Turney, que en 1991 publica la obra: *Common Cents: The ABC Performance Breakthrough*, En esta obra, Turney pretende hacer del análisis de las actividades algo más que un simple método para perfeccionar el cálculo de los costes, convirtiendo el análisis en cuestión en un instrumento para la mejora continúa y el logro de la eficiencia interna.

Al proponer un análisis detallado de las actividades, el nuevo método comienza a enlazar con los trabajos previos publicados por Michael E. Porter sobre los conceptos de valor, cadena de valor y fuentes de ventaja competitiva, así como con la filosofía japonesa de mejora continua (Kaizen).

Con esto, la Contabilidad de Gestión comienza a alcanzar un nivel de desarrollo necesario para hacer frente a las nuevas necesidades planteadas por la Dirección Estratégica. La figura 2.2 refleja las dos dimensiones de los modelos ABC de segunda generación.

Figura 2.2

Las dos dimensiones de los Modelos ABC de segunda generación



Fuente: Sáenz, 1998.

La visión de cálculo de costes es la visión propia de los sistemas ABC de primera generación. ¿Dónde se encuentra la diferencia respecto a éstos? En el nivel de detalle del análisis realizado. Así, en los sistemas de segunda generación, se trataría de obtener una información más desagregada que en los sistemas de primera generación, especificando para cada una de las actividades que se consideren significativas su coste correspondiente, lo cual no obsta para que dichas actividades puedan ser posteriormente agrupadas y clasificadas por centros de actividad (Sáenz, 2000).

Además, como dice Sáenz (2000), una novedad importante de los sistemas ABC de segunda generación consiste en la consideración de los clientes como objetos de coste, pues, con la nueva lógica de las actividades resulta relativamente sencillo identificar los recursos consumidos en mantener y potenciar las relaciones con los destinatarios finales de los productos fabricados. Como consecuencia de ello, las actividades correspondientes a la fase de fabricación de los distintos productos dejan de ser el único foco de atención de cara al cálculo de costes y la mejora del nivel de eficiencia, comenzando a prestarse atención a todas aquellas actividades relacionadas con el marketing y el servicio a los clientes hasta cubrir poco a poco el conjunto de toda la empresa, (tales actividades suponen de hecho una parte cada vez más importante de los costes soportados).

No obstante, la principal novedad de los sistemas ABC de segunda generación radica en la inclusión de la visión o perspectiva de proceso. Según Raffish y Turney (1991), a diferencia de los sistemas ABC de primera generación, las actividades no se consideran ahora como elementos independientes, sino como elementos integrantes de un proceso (conjunto de actividades interrelacionadas de cara a la consecución de un objetivo específico). Por lo tanto, la forma en la que una determinada actividad sea ejecutada afectará al nivel de trabajo que las restantes actividades del proceso deberán desarrollar. Es decir, cada actividad es cliente de otra actividad y tiene a su vez sus propios clientes, constituyéndose así una cadena de clientes internos orientada hacia el suministro de valor hacia los clientes externos de la empresa (ver similitud con el concepto de cadena de valor propugnado por Porter).

En esta visión de proceso, dos conceptos fundamentales son los conceptos de inductor de coste y medida de desempeño. En este contexto, son inductores de coste aquellos factores que determinan la carga de trabajo y el esfuerzo necesario para ejecutar una determinada actividad, indicando en definitiva, por qué una actividad es llevada a cabo y clarificando así las vías de mejora existentes para la organización. Las medidas de desempeño, por su parte, describen el trabajo realizado y los resultados obtenidos en el desarrollo de una determinada actividad, expresando por lo tanto la eficiencia en la ejecución de la actividad en cuestión y en qué medida se han satisfecho las necesidades de los clientes internos y externos de la empresa. Se incluyen indicadores de eficiencia referentes a los recursos utilizados, indicadores sobre tiempos de ejecución e indicadores sobre el nivel de calidad del trabajo ejecutado. Como vemos, se trata de una nueva visión del control operacional de la empresa.

II.3.3.1 La gestión de la empresa basada en las actividades y la mejora continua

Como se ha expresado en los apartados anteriores, el objetivo básico de la gestión de la empresa basada en las actividades consiste en la mejora continua y en el logro de la eficiencia interna, incrementado la calidad, reduciendo los costes y

disminuyendo el tiempo de ciclo, como base para la mejora del valor suministrado a los clientes y del beneficio obtenido a través de dicho valor (Surendra et. al., 2006).

En este orden, Brimson (1991) explica por qué las actividades deben constituir la base de actuación para la mejora continua. Para ello expone las siguientes razones:

1. En primer lugar, las actividades constituyen conceptos fácilmente comprensibles por el personal de la empresa, pues hacen referencia a lo que cada individuo realiza en el día a día.
2. Además, las distintas actividades ilustran de qué manera son consumidos los distintos recursos con los que cuenta la organización, permitiendo detectar en consecuencia cuáles son las verdaderas causas de los costes, a la vez que realizar un cálculo más ajustado del coste de los diferentes procesos, productos o clientes.
3. Asimismo, permiten tener en cuenta otros indicadores relacionados con la calidad y el tiempo, gracias a la conjugación de información tanto financiera como no financiera.
4. El pensar en términos de actividades y procesos posibilita detectar las interrelaciones existentes entre las distintas actividades que configuran un determinado proceso, o entre los distintos procesos que tienen lugar en la empresa
5. El análisis de actividades permite gestionar mejor el ciclo de vida de un producto.

Dicho esto, ¿cuáles son las diferentes vías existentes para la mejora de la gestión de la empresa a través del análisis de las actividades? Siguiendo los trabajos de Turney (1991), Surendra et. al. (2006) y Lawrence (2005), dichas vías son las siguientes:

- La reducción del tiempo y esfuerzo requeridos para ejecutar una determinada actividad.
- Eliminación de aquellas actividades que sean innecesarias.
- Elección de aquellas actividades cuyo coste sea más bajo.
- Compartir actividades siempre que sea posible.
- Redistribución de los recursos desempleados.

Con la aplicación de estas vías, se crea una ventaja competitiva por cuanto la organización se enfoca sobre las actividades esenciales que incrementan el valor del producto o servicio.

La evolución de las técnicas de cálculo y gestión de costes basadas en las actividades se ve marcada por la aparición de nuevas versiones. Por ejemplo, Urra y Ríos (2005) nos hablan de los ingresos basados en actividades (IBA). Esta metodología se centra en el estudio de las actividades generadoras de ingresos, partiendo de la base de que los directivos de la empresa actual y, especialmente, de las pymes, deben centrar más su atención en aquellas actividades que permitan la conversión de sus productos o servicios en ingresos efectivos, habida consideración de que la calidad y el precio en mercados altamente competitivos y globales deben cumplir los estándares requeridos para su aceptación como oferta.

II.3.4 Desarrollos ulteriores de la Contabilidad de Gestión: la Gestión Estratégica de Costes o Contabilidad de Dirección Estratégica

II.3.4.1 De la gestión de la cadena de valor interna a la del sistema completo de creación de valor

Como se pudo apreciar, la Contabilidad de Gestión ha ido evolucionando a lo largo de los años, formalizándose nuevas técnicas para el cálculo de costes (ABC), además de herramientas más eficaces de cara a la gestión de las operaciones internas (ABM). Sin embargo, el progreso no se ha detenido ahí. Con el paso del tiempo (aunque a veces de manera paralela), la Contabilidad de Gestión ha continuado avanzando hasta llegar a convertirse en un sistema de información adecuado para apoyar el proceso de Dirección Estratégica de la empresa, paradigma de dirección vigente desde la segunda mitad de la década de 1970.

El proceso evolutivo descrito no debe entenderse como un desarrollo inconexo, sino como un todo continuo en el que los sucesivos pasos guardan una perfecta relación y coherencia entre sí (Sáenz, 2000). En este sentido, la disponibilidad de costes

ajustados a la realidad de los diferentes procesos productivos constituye un paso previo y necesario para poder plantearse la gestión eficiente de dichos procesos, a la vez que, en una fase posterior, la recogida de información que realmente garantice la supervivencia de la empresa en el entorno que le rodea constituye, lógicamente, la meta final a alcanzar. Debido a esto, la información obtenida por el sistema de Contabilidad de Gestión deberá estar en todo momento convenientemente adaptada a las necesidades planteadas por el proceso de Dirección Estratégica. La tabla 2.1 refleja lo comentado.

Tabla 2.1

El proceso de la Dirección Estratégica en la organización

Niveles organizati-vos	Etapas y principales fases						
	Análisis estratégico			Planificación estratégica		Implantación y control estratégico	
	Definiciones	Externo	Interno	Formulación y selección estratégica	Elaboración del plan	Implantación	Control
Dirección general	• Visión • Misión	Entorno global y del sector	Posición competitiva global	Estrategia genérica o global	Plan corporativo y director	• Estilo de dirección • Factores de oportunidad • Cultura estratégica	Observar tendencia
Dirección intermedia	Objetivos por unidad de negocio	Entorno específico por unidad de negocio	Posición competitiva específica (negocio)	Estrategia específicas de unidades de negocio	Planes específicos (negocio)	•Capacidades directivas •Estructura y sistemas	Control periódico
Base operativa	Objetivos funcionales e individuales	Contexto de la organización	Recursos y capacidades específicas	Estrategias funcionales y políticas	Programas Presupuestos Acciones	Procesos de aprendizaje	Control permanente

Fuente: Bueno Campos, 1996.

Evidentemente, si el objetivo ulterior es la supervivencia de la empresa en el entorno económico que le rodea, el sistema de información correspondiente a la Contabilidad de Gestión deberá responder a las exigencias que de ello se desprenden. Así, deberá ampliarse la perspectiva de cadena de valor interna (a la que básicamente corresponde la metodología de gestión basada en las actividades o ABM), hasta llegar a cubrir el análisis de todos los elementos integrantes del sistema de creación de valor. Además, el posicionamiento competitivo de cada unidad de negocio deberá ser el punto de partida para determinar los contenidos básicos de la información de control.

Tales cuestiones han sido abordadas por la Contabilidad de Gestión, dando lugar así a la aparición de un nuevo paradigma contable: la Contabilidad de Dirección Estratégica o Gestión Estratégica de Costes, que seguidamente pasamos a describir.

II.3.4.2 Concepto de Gestión Estratégica de Costes o Contabilidad de Dirección Estratégica

El término Contabilidad de Dirección Estratégica fue utilizado por primera vez por el profesor Kennneth Simmonds, miembro del *Chartered Institute of Management Accountants* de Gran Bretaña (CIMA), con ocasión de una ponencia presentada ante el *Institute of Cost and Management Accountants* (ICMA), también del Reino Unido, en el año 1981.

De acuerdo con el profesor Simmonds (1981), la Contabilidad de Dirección Estratégica podría definirse como "la provisión y análisis de los datos de Contabilidad de Gestión de un negocio y de sus competidores para utilizarlos en la vigilancia y desarrollo de la estrategia de negocio".

No obstante, a pesar de la relativa pronta aparición del concepto de Contabilidad de Dirección Estratégica, no es sino hasta prácticamente finales de la década de 1980 cuando esta disciplina cobra un definitivo impulso, a raíz, fundamentalmente, de los trabajos publicados por John K. Shank y Vijay Govindarajan, profesores ambos de la *Amos Tuck School of Business Administratión* del *Dartmouth College* de Hanover, New Hampshire (USA) y auténticos propulsores de la metodología propia de esta materia.

De acuerdo con Shank y Govindarajan (1993), seguidores ambos de la escuela estratégica de Porter, la finalidad de la Gestión Estratégica de Costes consiste en el desarrollo de estrategias superiores que permitan a la empresa la consecución de una ventaja competitiva sostenible, pudiendo definirse como el uso por parte de la dirección de la información relativa a los costes en una o varias de las fases del proceso de gestión estratégica.

De este modo, siguiendo los trabajos de Porter (1987), los tres elementos que deben configurar el sistema de información de la Gestión Estratégica de Costes son los siguientes:

- El análisis del denominado sistema de creación de valor o cadena de valor de la industria.
- El análisis de los inductores de coste y
- El posicionamiento estratégico de la empresa, el cual definirá básicamente los procedimientos de control que deban ser utilizados.

Así pues, teniendo en cuenta las definiciones señaladas, y considerando a su vez las aportaciones realizadas por Bouquin (1993), AECA (1996) y, Alvarez y Blanco (1996), los rasgos que definen esta nueva disciplina contable (Contabilidad de Dirección Estratégica) son los siguientes:

- En primer lugar, tal y como señala Sáenz (2000), se trata de un instrumento de apoyo para facilitar la adopción de todas aquellas decisiones que puedan afectar al buen desarrollo de la estrategia seleccionada. Por lo tanto, debe suministrar información relevante sobre actividades, costes, ingresos y otros indicadores de control (financieros y no financieros, internos y externos) que sirvan de guía durante las diferentes fases del proceso de gestión estratégica empresarial (fijación de objetivos, formulación de estrategias, implantación y control).
- Por otra parte, la información citada en el punto anterior debe ser adaptada a las características particulares de cada unidad de negocio, es decir, a sus factores clave de éxito, fase del ciclo de vida, objetivos marcados por la dirección corporativa, estrategia, estructura organizativa y cultura empresarial.
- Con ello, el objetivo último a alcanzar consiste en proporcionar un soporte informativo adecuado que facilite a la alta dirección la búsqueda y consecución de una ventaja competitiva sostenible para cada unidad de negocio. Para poder buscar y conseguir dicha ventaja competitiva, no sólo deberán analizarse las actividades desarrolladas por la unidad de negocio en cuestión, sino que habrá que considerar a su vez la cadena de valor de las empresas proveedoras, canales de distribución y clientes, así como la cadena de valor de otras unidades de

negocio de la misma empresa, con el objeto de analizar su influencia sobre la cadena de valor de la propia unidad de negocio y viceversa. Asimismo, dado que el concepto de ventaja competitiva es un concepto relativo, será necesario analizar también las estructuras de costes de los distintos competidores de la unidad de negocio.

II.3.4.3 Relación entre Contabilidad de Dirección Estratégica y Contabilidad de Gestión

Al igual que la Contabilidad de Gestión, la Contabilidad de Dirección Estratégica pretende suministrar información relevante para la toma de decisiones. La diferencia radica en que, mientras que la Contabilidad de Gestión suministra información para la adopción de decisiones que no afectan ni comprometen a la posición competitiva futura de la unidad de negocio (organización del proceso productivo, aceptación de pedidos extraordinarios en caso de capacidad ociosa y aprovisionamiento de los factores corrientes de producción, entre otros), la Contabilidad de Dirección Estratégica pretende suministrar información relevante para la adopción de aquellas decisiones que afectan al buen desarrollo de la estrategia seleccionada y que, en consecuencia, tienen una importante repercusión en la posición competitiva de la unidad de negocio (como por ejemplo, lanzamiento de un determinado producto, remodelación de los procesos productivos, selección de canales de distribución o decisiones de subcontratación) (Sáenz, 2000).

Sin embargo, no es sencillo evaluar el impacto que una determinada decisión puede tener en la posición competitiva de la empresa y mas aún, establecer un horizonte temporal a corto o largo plazo, lo cual implica la realización en cada caso de un cuidadoso análisis previo en el cual se evalúe la verosimilitud de las hipótesis básicas de partida y si se han contemplado o no todos los impactos potenciales posibles de la alternativa a sopesar. La pregunta clave a formular es la siguiente: ¿La adopción de la medida propuesta puede afectar a la posición competitiva de la unidad de negocio a largo plazo?

En función de cuál sea la respuesta a esta pregunta, deberán utilizarse las metodologías propias de la Contabilidad de Gestión (análisis de márgenes de contribución) o las propias de la Contabilidad de Dirección Estratégica (análisis del sistema de creación de valor y consideración del posicionamiento estratégico de la unidad de negocio).

Otro rasgo que diferencia la Contabilidad de Dirección Estratégica de la Contabilidad de Gestión es la orientación fundamentalmente interna de esta última (captación, medición y valoración del a circulación interna), frente a la orientación externa de la Gestión Estratégica de Costes (AECA, 1999).

II.3.4.4 Implantación de la estrategia y control: desarrollo de nuevas herramientas para ser aplicadas en el nuevo paradigma de Dirección Estratégica

En el apartado precedente, se ha mostrado cómo la Contabilidad de Gestión ha ido adaptándose a las nuevas necesidades de información planteadas por el paradigma de dirección vigente en la actualidad. Sin embargo, nos queda aún por analizar lo concerniente a la implantación y seguimiento de la estrategia seleccionada.

Como dice Bouquin (1993), un buen sistema de control es aquel capaz de orientar las decisiones y las acciones antes de que éstas se produzcan, de ajustar las mismas mientras tiene lugar su desarrollo y de evaluar su ejecución una vez finalizada ésta, con el objeto de extraer así las conclusiones pertinentes y contribuir de este modo al aprendizaje de la organización.

Para orientar las decisiones y las acciones por el camino adecuado es necesario que la empresa fije unos objetivos claros y explícitos para cada una de las unidades que la componen. Estos objetivos deben ser perfectamente acordes con las metas generales que la empresa desea alcanzar y deben existir responsables encargados de su cumplimiento.

Tal y como señala Sáenz (2009), dicho proceso de fijación de objetivos y designación de responsables con el propósito de orientar la acción y el comportamiento de las personas hacia las metas globales de la organización es lo que se conoce como

control a priori, cuya expresión más frecuente es el conjunto de documentos integrados que constituyen los presupuestos de la empresa para un determinado período de tiempo. Lo que ocurre es que, en el contexto actual, los presupuestos elaborados deben ser completados con un conjunto de indicadores referentes a aquellas cuestiones clave que la empresa también desea controlar y que no son susceptibles de ser expresadas en términos monetarios.

Posteriormente, una vez transcurrido el período económico para el cual se han establecido los correspondientes objetivos, será necesario proceder a evaluar los resultados obtenidos a través de su comparación con los objetivos presupuestados. Sin embargo, a pesar de que la comparación *a posteriori* de los resultados obtenidos con los resultados previstos, junto con el análisis posterior de las causas que han provocado las diferentes desviaciones, reviste de por sí un interés evidente de cara a no reproducir en el futuro los errores cometidos, un sistema de control que se limitara exclusivamente a este fin resultaría ser de una pobreza extrema en el entorno actual.

En un entorno como en el que hoy en día nos desenvolvemos, en el cual la complejidad, la incertidumbre, la competencia global y la rapidez del cambio constituyen rasgos destacados, resulta imprescindible para las empresas disponer de mecanismos que les permitan anticiparse a los problemas y adoptar medidas correctoras antes de que sea demasiado tarde para poder reaccionar. Por lo tanto, los directivos necesitan de una serie de indicadores que le permitan detectar a tiempo cualquier desviación respecto al camino previsto y provocar así la adopción de las medidas correctivas que, en algunos casos, pueden dar lugar a la necesidad de replantear los objetivos originalmente concebidos. Éste es, precisamente, el papel que tratan de cubrir los llamados “cuadros de mando” y, de modo especial, el cuadro de mando integral (CMI) de Kaplan y Norton.

II.3.4.4.1 Hacia la verdadera integración de control estratégico y control operacional: el cuadro de mando integral de Kaplan y Norton.

Según Porporato y García (2003), Santos y Fidalgo (2004) y Falguera (2004), la principal limitación de los primitivos cuadros de mando radicaba en la falta de conexión entre los distintos indicadores que pretendían controlar el cumplimiento de los objetivos previamente definidos, cuestión esta que es corregida por el CMI de Kaplan y Norton. De hecho, el fin último de esta herramienta consiste en construir una cadena de indicadores vinculados mediante una serie de relaciones causa-efecto, que desglose la meta final de la empresa en una serie de subobjetivos e inductores de actuación específicos, hasta alcanzar los últimos procesos ejecutados en la base organizativa de la unidad de negocio.

Los indicadores que componen el CMI pueden ser agrupados en dos grandes categorías:

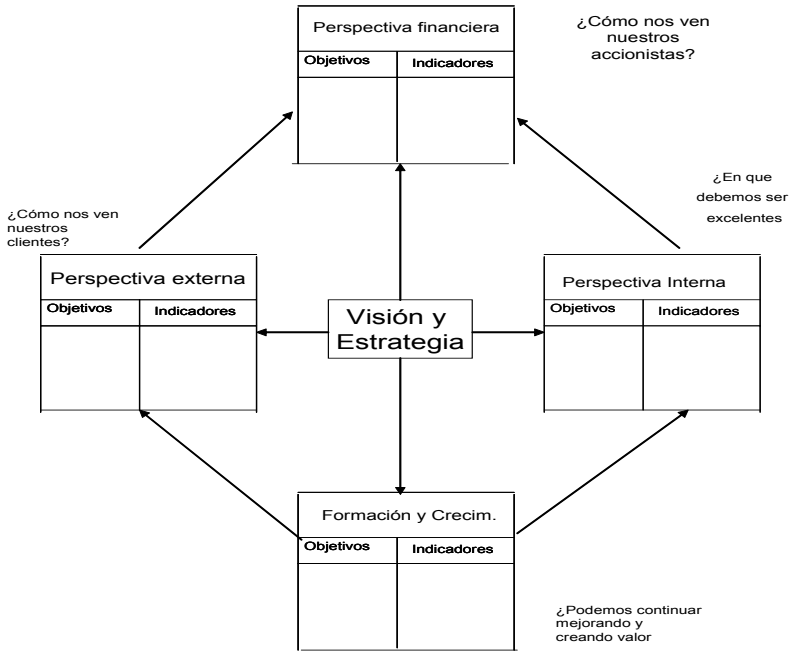
1. Medidas financieras: es decir, aquellas cuya finalidad consiste en proporcionar información sobre los resultados obtenidos con las acciones ya ejecutadas.
2. Medidas operacionales: aquellas que constituyen los generadores o inductores de los resultados financieros futuros.

A su vez, el CMI permite contemplar la empresa o unidad de negocio desde cuatro perspectivas distintas:

- Perspectiva financiera: ¿Cómo nos ven nuestros accionistas?
- Perspectiva externa o de clientela: ¿Cómo nos ven nuestros clientes?
- Perspectiva interna: ¿En qué cuestiones concretas debemos ser excelentes?
- Perspectiva de formación y crecimiento: ¿Podemos continuar mejorando y creando valor?

Figura 2.3

Estructura de un cuadro de mando integral



Fuente: Kaplan y Norton, 1992.

Aunque éstas son las perspectivas inicialmente propuestas, tal y como señalan Santos y Fidalgo (2004), las mismas pueden modificarse o ampliarse atendiendo a las circunstancias particulares que presente la empresa que se plantee su implantación.

Por otra parte, tal y como decíamos, un cuadro de mando adecuadamente construido debe relatar la estrategia de la unidad de negocio a través de toda una secuencia de relaciones causa–efecto (Kaplan y Norton, 1992). De esta forma, el sistema de indicadores elegido debe permitir que las relaciones existentes entre los distintos objetivos y medidas pertenecientes al cuadro de mando se hagan explícitas, a fin de que puedan ser convenientemente gestionadas y convalidadas. En este sentido, es importante distinguir entre indicadores de resultado o indicadores meta, e indicadores de actuación:

- Los indicadores de resultado son aquellos que constituyen la expresión exacta de un objetivo a alcanzar y que pueden utilizarse para la evaluación posterior de los distintos responsables.
- Los inductores de actuación, en cambio, son aquellos que reflejan los distintos aspectos en los que la empresa se tiene que centrar para alcanzar

sus objetivos. Es decir, son aquellos que expresan cómo se conseguirán los resultados (por ejemplo, una entrega a tiempo puede ser un inductor de actuación para alcanzar el objetivo "retención del cliente") y que en definitiva, al contrario de lo que sucede con los indicadores de resultado, son específicos y diferentes para cada unidad de negocio. Es decir, reflejan la singularidad estratégica de cada una de ellas.

Por otra parte, es preciso tener en cuenta que las diferentes relaciones, causa–efecto, establecidas a la hora de elaborar el cuadro de mando son fruto de las creencias particulares de los distintos directivos que han participado en dicho proceso. Por este motivo, con el paso del tiempo, los directivos deberán validar sus hipótesis iniciales, midiendo para ello la correlación existente entre los distintos indicadores de resultado establecidos y los inductores de actuación propuestos. De esta forma, si no se encontrara correlación alguna entre tales variables, la dirección poseería evidencia suficiente de que la teoría subyacente en su estrategia no está funcionando. Esta validación de las hipótesis de partida en torno a las relaciones causa-efecto existentes forma parte de lo que Kaplan y Norton (1992 y 2000) denominan formación o aprendizaje de doble bucle.

Una vez definido el cuadro de mando para la alta dirección, éste servirá de base para la elaboración posterior de cuadros de mando específicos aplicables a los departamentos y otras unidades funcionales de dicha unidad de negocio. Para ello, deberán mantenerse presentes las relaciones, causa–efecto existentes, así como las vinculaciones antes descritas.

Finalmente, de acuerdo con Amat y Dowds (1998) el CMI aporta las siguientes ventajas:

- Permite traducir la misión y la estrategia de la empresa en un conjunto de indicadores que informan de la consecución de los objetivos y de las causas que provocan los resultados obtenidos.
- Ayuda a comunicar la estrategia a toda la organización y convencer a sus miembros de que es la adecuada utilizando tres elementos: comunicación de

abajo arriba y de arriba abajo, fijación de objetivos y vinculación de los objetivos con los incentivos.

- Consigue que los objetivos de los empleados sean coherentes con los de la propia organización mediante una correcta alineación de los objetivos de cada empleado con los de la empresa.
- Es más que un sistema de información y control debido a que es un sistema de comunicación, de motivación y de formación.
- Su utilización obliga a integrar el proceso de planificación, e inclusive de presupuestación, con la estrategia planificada.
- Al seleccionar los factores clave de éxito y los procesos críticos de la organización, puede resultar de gran ayuda para favorecer la reingeniería y la mejora continua.

II.3.5 Gestión y medición de intangibles o capital intelectual

Hoy en día, parece comúnmente aceptado que hemos evolucionado desde una economía industrial hacia una economía basada en el conocimiento. En la *economía industrial*, la generación de riqueza dependía de la posesión y dominio de recursos materiales. En la *economía basada en el conocimiento*, en cambio, la generación de riqueza depende fundamentalmente de la posesión y dominio de elementos intangibles y, especialmente, de la creación, transformación y capitalización del *conocimiento* (Proyecto Meritum, 2002).

Estos recursos intangibles reciben la denominación de “capital intelectual”. Según Sáenz (2009), tal expresión comenzó a popularizarse en la década de 1990, estrechamente vinculada a los conceptos de “intangible” y “conocimiento”. Por aquel entonces, la enorme diferencia existente entre el valor de mercado de ciertas empresas (particularmente pertenecientes a los sectores científico y tecnológico: esto es, empresas de conocimiento) y su valor en libros hacía pensar en la existencia de un capital intangible no recogido por los estados contables, pero intuido y valorado por los inversores.

Ahora bien, ¿qué ha provocado el ascenso de los intangibles al rango de motor principal de la creación de valor en el caso de las economías desarrolladas? Según explica Sáenz (2009) basándose en los argumentos del profesor Lev (2003), a partir de la década de 1980, se produce la interacción de dos fuerzas paralelas, que son las responsables de este giro. La primera de ellas es la notable intensificación de la competencia empresarial, motivada por la globalización del comercio internacional y por la liberalización de sectores económicos clave. La segunda fuerza es el advenimiento de las tecnologías de la información, y en particular, de la red *internet*. Ambas fuerzas traen consigo cambios sustanciales en el modelo de organización de las corporaciones empresariales.

De acuerdo con Lev (2003) y Sáenz (2009), en la era industrial, el modelo de empresa triunfadora se caracterizaba, frecuentemente, por un elevado grado de integración vertical y un elevado volumen de inversiones en activos materiales, en aras de proceder a la explotación de economías de escala de producción. Sin embargo, la consecución de economías de escala basadas en un mayor tamaño, tarde o temprano, encuentra un límite, motivado a menudo por las dificultades inherentes a la gestión de organizaciones de gran tamaño. Agotada esta fuente de ventaja competitiva, y ante el advenimiento de las dos fuerzas antes mencionadas, la mayor parte de empresas ha respondido de dos formas:

- O bien externalizando actividades que no proporcionan ventajas competitivas significativas.
- O bien poniendo mayor énfasis en la innovación como fuente de ventaja competitiva.

Ambas estrategias traen consigo un claro auge de los elementos intangibles. ¿Por qué? En el primer caso, la externalización provoca la sustitución de la integración vertical de la era industrial por una red de estrechas colaboraciones y alianzas con proveedores, clientes y otros agentes, facilitadas, en gran medida, por las tecnologías de la información y, sobre todo, por *internet*. Tales relaciones, y las tecnologías de la información que las facilitan, constituyen elementos de naturaleza intangible. En el segundo caso, la innovación se consigue, fundamentalmente, mediante la inversión en

elementos intangibles: investigación y desarrollo, adquisición de nueva tecnología, formación de personal, etc. Por lo tanto, he aquí las razones que explican el auge de los intangibles en la era actual.

Por otra parte, la difícil imitabilidad que aparece ligada a la mayor parte de recursos intangibles hace de ellos fuente potencial importante de ventajas competitivas duraderas, por encima de los recursos de naturaleza física o tangible. Ello justifica el interés de su estudio y la búsqueda de herramientas que faciliten su medición y gestión, lo cual constituye uno de los principales retos a los que debe hacer frente en estos momentos la Contabilidad de Gestión.

Efectivamente, los gestores de la empresa necesitan conocer la situación de partida de cada uno de los factores clave generadores de competitividad, con el fin de identificar aquellos puntos concretos en los que se necesita introducir mejoras, y evaluar la incidencia de las acciones propuestas en el éxito empresarial. En consecuencia, el sistema de medición de intangibles diseñado debe guardar estrecha relación con el proceso estratégico, de forma que se proceda al seguimiento y control de aquellos elementos de naturaleza inmaterial que en mayor medida contribuirán a la consecución de los objetivos estratégicos definidos.

En este caso (uso de la información por parte de los gestores de la empresa), el sistema de medición de intangibles no necesita estar conectado, en modo alguno, con el sistema de información propio de la Contabilidad Financiera: basta con la definición de un sistema de indicadores *ad hoc,* que comprenda los distintos intangibles clave de la organización, sin necesidad de adaptarse a ningún formato específico (Sáenz, 2009).

De este modo, durante los últimos años, se han iniciado numerosos proyectos de investigación, con vistas a la definición de una serie de directrices que faciliten la medición y gestión del capital intelectual por parte de las organizaciones. La mayor parte de tales proyectos culmina en una propuesta de modelo de medición, informe, estado o declaración de capital intelectual, que contribuya tanto a sistematizar la gestión de intangibles en el seno de la empresa, como a difundir al exterior información clara y

estructurada sobre este tema (Sáenz, 2009). Entre los proyectos más destacados podemos citar (en orden cronológico):

- **El Proyecto Intelect**, desarrollado en España bajo el liderazgo de Euroforum Escorial. Este proyecto culminó en el año 1998 con la publicación de un Modelo de Medición del Capital Intelectual, conocido como **Modelo Intelect**. Posteriormente, se inició un proceso de perfeccionamiento del citado modelo (bajo el auspicio esta vez del Centro de Investigación sobre la Sociedad del Conocimiento, perteneciente al Instituto de Administración y Dirección de Empresas de la Universidad Autónoma de Madrid), que ha culminado en junio de 2003 con la publicación del **Modelo Intellectus**. El citado modelo se centra fundamentalmente en la definición exhaustiva y detallada de cada uno de los componentes, elementos y variables que integran el capital intelectual de las organizaciones, así como en la propuesta de indicadores específicos para todos ellos.
- **El Proyecto de la Agencia danesa de Comercio e Industria**, que ha contado con la participación de Arthur Andersen, la Copenhagen Business School, la Aarhus Business School y 17 empresas. Dicho proyecto culminó en noviembre de 2000 con la publicación de un documento titulado *A Guideline for Intellectual Capital Statements – A Key to Knowledge Management*. El propósito fundamental de dicha guía consiste en facilitar una serie de directrices que faciliten la preparación de informes de capital intelectual con fines de difusión externa, lo que permitirá a su vez que las empresas se centren más en las actividades que realizan para desarrollar sus recursos de conocimiento y en los resultados derivados de tales actividades. Al igual que en el caso anterior, el modelo elaborado ha sido objeto de mejora y, bajo el auspicio ahora del Ministerio danés de Ciencia, Tecnología e Innovación, y gracias a la participación de 100 empresas, a comienzos del año 2003 se ha publicado una nueva guía de elaboración, junto con una propuesta metodológica para el análisis sistemático de informes de capital intelectual.
- **El Proyecto Nordika**, desarrollado por el Fondo Industrial Nórdico, en colaboración con un grupo de trabajo especial formado por representantes gubernamentales y una mesa redonda de gentes de empresa y asociaciones

profesionales pertenecientes a los países del Norte de Europa. Como resultado de las investigaciones realizadas, en octubre de 2001 se publicó un informe sobre gestión y difusión del capital intelectual, con un enfoque eminentemente práctico y de comparación de varias perspectivas.

- **El Proyecto Meritum sobre Medición de Intangibles para Comprender y Mejorar la Gestión de la Innovación**. El citado proyecto ha sido financiado por el Programa TSER (*Targeted Socio-Economic Research*) y en él han participado investigadores de seis países: España (país coordinador y participante con IADE -Universidad Autónoma de Madrid- y Universidad de Sevilla), Finlandia (con la participación del Research Institute of the Finnish Economy y la Swedish School of Economics and Business Administration), Francia (con el Grupo HEC), Noruega (con la Norwegian School of Management), Suecia (con la Stockholm University e IPF) y Dinamarca (con la Copenhagen Business School y la Aarhus Business School). Como vemos, en el Proyecto Meritum encontramos investigadores participantes a su vez en el Proyecto de la Agencia danesa de Comercio e Industria y también en el Proyecto Nordika. Como culminación del mismo, en enero de 2002 se ha publicado un documento titulado *Directrices para la gestión y difusión de información sobre intangibles – Informe de Capital Intelectual*. Tal como se indica en el citado documento, el propósito de dichas directrices es doble: por una parte, facilitar a las empresas el desarrollo de su capacidad para identificar, medir y controlar sus intangibles, con el fin de incrementar la eficiencia en su gestión y mejorar su rendimiento y, por otra, proporcionar una guía útil para la difusión de información sobre los intangibles determinantes de su capacidad de generación de riqueza, que sirva a sus proveedores de capital para evaluar correctamente sus beneficios futuros y los riesgos asociados a su inversión. El citado modelo se encuentra a su vez en fase de mejora, en el seno de la red E*Know-Net (*An European Arena on Intangibles*), financiada por el Programa STRATA de la Unión Europea.

En general, existe un claro paralelismo entre las nuevas propuestas y el cuadro de mando integral de Kaplan y Norton, instrumento que, en el colmo de la confusión, algunos autores presentan como herramienta que desde un primer momento haya

surgido para la gestión de intangibles (Sáenz, 2009). ¿A qué se debe esta confusión? A que los términos “intangible” y “capital intelectual” se están utilizando por parte de algunos de manera muy laxa, viniendo a significar todo aquello que va más allá de lo puramente financiero.

A nuestro juicio, debería tenderse a emplear un único modelo de gestión integrado, en la forma que exponemos a continuación:

Como señala Sáenz (2009), cuando una empresa define sus objetivos estratégicos y piensa en aquello que tiene que hacer para poder alcanzarlos, identifica tanto elementos tangibles como intangibles, financieros como no financieros, cuantitativos como cualitativos, no siendo siempre tan evidentes las fronteras de separación entre unas categorías y otras. Con todo ello, y con independencia de la categorización específica de cada elemento (tangible o intangible), debería definirse el mapa de interrelaciones entre los objetivos a alcanzar, las habilidades y capacidades a desarrollar, y las acciones a llevar a cabo, con el fin de obtener la estructura del modelo genérico que permita interpretar la realidad de la empresa. Es decir, si se dibujara el mapa con únicamente una parte de los ingredientes (los tangibles o los intangibles, es lo mismo), no alcanzaríamos a ver las interconexiones igualmente existentes entre lo tangible y lo intangible, y obtendríamos una visión parcial de la realidad de la empresa.

Otra cosa es que, como indica Sáenz (2009), históricamente, los indicadores relacionados con la parte intangible hayan estado muy poco desarrollados, y que se pretendan aportar sugerencias específicas sobre cómo medir cuestiones relacionadas con tales elementos. Es en este sentido donde creemos que los proyectos presentados pueden contribuir en mayor medida. Sin embargo, desde el punto de vista de la gestión interna, no creemos que se trate de modelos a desarrollar de forma adicional al cuadro de mando, sino de aportaciones que pueden contribuir a nutrir ciertas partes del mismo.

CAPITULO III
EL SERVICIO ELÉCTRICO EN VENEZUELA

III.1 Introducción

En esta etapa del proyecto, pretendemos mostrar las características principales del sector eléctrico en Venezuela, en cuanto a las actividades que ejecuta, el desarrollo del sector, los recientes cambios en cuanto a su regulación y las proyecciones futuras del sistema eléctrico nacional.

III.2 Panorámica general del sector

Antes de abordar el estudio detallado del sistema eléctrico venezolano, se propone al lector una breve panorámica general del mismo, que le ayude a situarse.

El sector eléctrico venezolano está formado por un total de 19 empresas, destacando la presencia de 4 grupos empresariales: La Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico, CADAFE; Electricidad del Caroní, EDELCA; Electricidad de Caracas, ELECAR; y Energía Eléctrica de Venezuela, ENELVEN, que aglutinan 14 de las 19 empresas existentes.

Tabla 3.1

Empresas matrices y filiales del sector eléctrico (1 de 2)

Empresa	TIPO (Pública =1 Privada =2)	Actividad (Distribuidora = 1 Generadora =2)	Empleados	%	Clientes	%
CADAFE Consolidado	**1**	**1-2**	**12.518**	**54,45**	**2.477.653**	**52,04**
Desurca, Planta Centro.	1	2	3.277	14,25	no directos	
Electricidad del Centro (ELECENTRO)	1	1	2.575	11,20	606.122	12,73
Electricidad de Occidente (ELEOCCIDENTE)	1	1	2.333	10,15	630.427	13,24
Compañía Anónima de Electricidad de Los Andes (CADELA)	1	1	2.035	8,85	628.762	13,21
Electricidad de Oriente (ELEORIENTE)	1	1	1.849	8,04	476.510	10,01
Servicio de Electricidad de Monagas y Delta Amacuro (SEMDA)	1	1	449	1,95	135.832	2,85
EDELCA	**1**	**2**	**3.588**	**15,61**	**314**	**0,01**
ELECAR Consolidado	**2**	**1-2**	**2.623**	**11,41**	**1.095.293**	**23,00**
ELECAR	2	1-2	1.612	7,01	643.137	13,51

Tabla 3.1: Empresas matrices y filiales del sector eléctrico. (2 de 2). Continuación.....

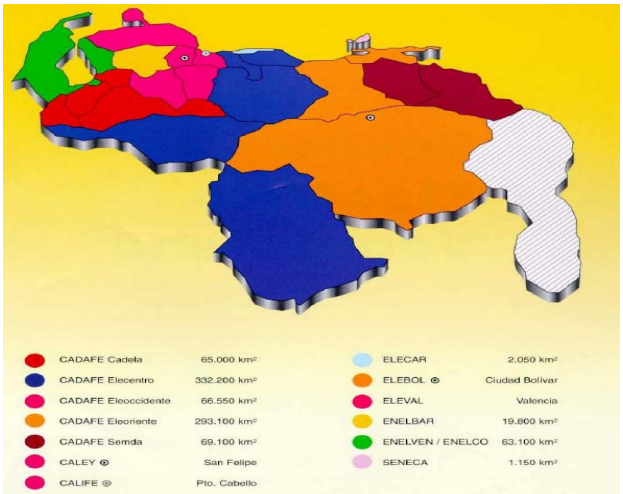
Empresa	TIPO (Pública =1 Privada =2)	Actividad (Distribuidora = 1 Generadora =2)	Empleados	%	Clientes	%

C.A. Luz Eléctrica de Venezuela (CALEV)	2	1	473	2,06	311.505	6,54
Eleggua	2	1	393	1,71	86.011	1,81
Compañía Anónima Luz Eléctrica de Yaracuy (CALEY)	2	1	145	0,63	54.640	1,15
ENELVEN Consolidado	**1**	**1-2**	**2.004**	**8,72**	**503.082**	**10,57**
ENELVEN	1	1-2	1.544	6,72	371.617	7,80
Energía Eléctrica de la Costa Oriental (ENELCO)	1	1-2	460	2,00	131.465	2,76
Energía Eléctrica de Barquisimeto (ENELBAR)	**1**	**1-2**	**1.135**	**4,94**	**369.273**	**7,76**
Electricidad de Valencia (ELEVAL)	**2**	**1-2**	**429**	**1,87**	**116.395**	**2,44**
Luz Eléctrica de Nueva Esparta (SENECA)	**2**	**1-2**	**277**	**1,20**	**107.613**	**2,26**
Electricidad de Bolívar (ELEBOL)	**2**	**1**	**262**	**1,14**	**46.922**	**0,99**
Compañía Anónima Luz y Fuerza Eléctrica de Puerto Cabello (CALIFE)	**2**	**1**	**155**	**0,67**	**44.953**	**0,94**
		Totales	**22.991**	**100**	**4.761.498**	**100**

Fuente: Elaboración propia a partir de:
Caveinel (2006): *Datos Estadísticos.* Disponible en www.caveinel.gov.ve
CADAFE (2006): *Estadística*. Disponible en www.cadafe.gov.ve

Gráfico 3.1

Ubicación geográfica de las empresas eléctricas



Fuente: Electriahorro (2005): *Gestión del Ahorro*. Disponible en: http://electriahorro.com/HTML/Pages/Secondary/EA_VzlaHistoriaFS.html?EA_VzlaHistoria.html~mainFrame.

De acuerdo con la tabla 3.1, las empresas públicas agrupan el 83,71% de los empleados y el 70,36% de los clientes del sector, mientras que las empresas privadas abarcan el 16,29% y el 29,64%, respectivamente.

El Estado, además de ser propietario de la mayor parte de las empresas que configuran el sistema eléctrico venezolano, es quien fija las tarifas aplicables en cada uno de los estratos de clientela. Esto hace que el mercado eléctrico en Venezuela

sea un monopolio. No obstante, en el año 1999, se promulgó la 1ª Ley Eléctrica del país (Decreto Nº 319, publicado en Gaceta Oficial Nº 36.791 de fecha 21-09-99) que trata de poner fin a esta situación, otorgando mayor participación a la empresa privada. Sin embargo, la mencionada ley aún no ha comenzado a aplicarse.

Por otro lado, la citada ley prevé también la separación de las actividades de generación de energía, por un lado, y transporte, distribución y comercialización, por otro. En la actualidad, una misma empresa puede operar en los dos tipos de actividades y, de hecho, tal y como hemos visto en la tabla 3.1, esto ocurre en 6 de las 19 empresas del sector.

Con respecto al grado de desarrollo tecnológico del sistema eléctrico venezolano, podemos decir que éste es adecuado en el caso de las actividades de generación y transmisión de energía[3]. No obstante, la situación es muy diferente en el caso de las actividades de distribución y comercialización.

En este caso, existen deficiencias importantes que hacen que el sector sea muy poco eficiente. A modo de ejemplo, basta decir que el 19% de la energía consumida no es facturada a los usuarios, debido a fallas importantes en los sistemas de medición.

Con relación a la efectividad del sector, el servicio eléctrico presenta lagunas en cuanto a la calidad del servicio y atención prestada a los usuarios. La mala calidad está motivada por la antigüedad de las instalaciones eléctricas, provocando problemas de recalentamiento y dispersión de la energía transmitida. En cuanto a la atención deficiente a usuarios, ésta es provocada por la falta de centrales eléctricas suficientes, lo que impide que los usuarios reciban toda la cantidad de energía que necesitan. Es decir, si bien todos los usuarios registrados reciben energía en sus casas o centros productivos,

---

[3] Por transmisión o transporte de energía se entiende la interconexión, transformación y traslado de energía mediante cables especiales, desde los campos de producción o generación hasta los sistemas de distribución.

puede ser que la cantidad de energía recibida sea insuficiente para el funcionamiento adecuado de aparatos electrodomésticos u otras instalaciones.[4]

Por último, puede afirmarse que la variable rendimiento operativo o relación coste/beneficio no tuvo importancia en las empresas del Estado, principalmente, por el otorgamiento de subsidios cruzados y la realización de inversiones poco rentables, que inciden en la continuidad de las pérdidas administrativas del sector.

III.3 Análisis de la estructura del sector

Comenzamos el análisis detallado de la estructura del sector describiendo las diferentes actividades que integran su cadena de valor.

III.3.1 Descripción de la cadena de valor del sector

El sector eléctrico comprende, en líneas generales, las siguientes actividades:

Actividades Primarias

- Generación de energía
- Intercambio de energía con sistemas de otros países
- Transporte o transmisión de energía
- Distribución
- Comercialización

Actividades de apoyo

- Gestión económica
- Gestión técnica

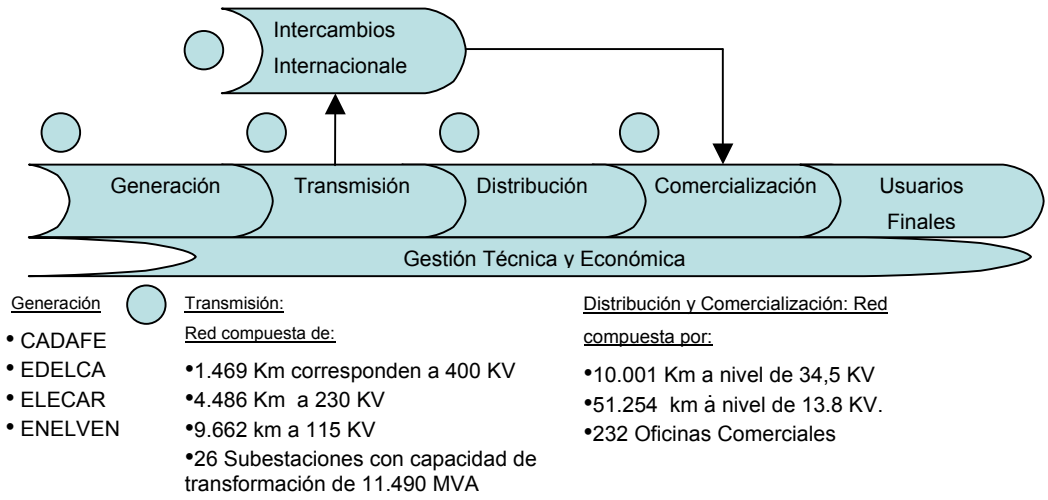
A continuación, procedemos a su descripción detallada para el caso venezolano.

Gráfico 3.2
Suministro de energía eléctrica

---

[4] A finales del año 2004, se estimaba que las inversiones necesarias rondaban los 1.240 millones de dólares en aras de solventar las deficiencias del sistema eléctrico nacional, con base a proyecciones de crecimiento moderado estimadas por el propio sector. Ver Página: http://www.caveinel.org.ve/general.asp?titulo=Noticias&ID=315.

actividades y sujetos



Fuente: Diseño Propio

III.3.1.1 Producción o generación de energía eléctrica

Por producción o generación de energía eléctrica se entiende el hecho de transformar una fuente de energía primaria que puede ser hídrica, geotérmica, eólica, solar, térmica o atómica, en energía eléctrica. [5]

Para una comprensión más detallada de esta actividad, se identifican varios tipos de centrales eléctricas que se diferencian entre sí, fundamentalmente, por los inputs empleados y los procesos tecnológicos utilizados, siendo estos elementos fundamentales en la composición del coste de la energía eléctrica producida (AECA, 2001):

- **Centrales hidroeléctricas:** Éstas tienen por fin aprovechar, mediante un desnivel, la potencia de energía generada por la caída del agua para convertirla en energía eléctrica, utilizando turbinas que activan alternadores.
- **Centrales termoeléctricas clásicas**: El fin de éstas es generar energía a partir de la combustión de carbón, fuel oíl o gas en una caldera diseñada al efecto. Emplean la tradicional turbina de vapor y una turbina de gas, que aprovecha la energía de los gases de escape de la combustión.

[5] Véase: http://www.aesa.net/aesa/cogeneracion/cogeneracion.htm.

- **Centrales nucleares**: Se trata de centrales termoeléctricas que generan energía a partir de un proceso de fisión de los núcleos de los átomos del combustible, en donde se libera gran cantidad de energía. La energía mecánica, necesaria para mover el rotor del grupo turbina-alternador, productor de energía eléctrica, se obtiene por el vapor formado al hervir el agua en un reactor nuclear.
- **Centrales solares:** La energía solar se aprovecha mediante dos vías: la térmica y la fotovoltaica. La térmica transforma la energía procedente del sol en energía calorífica. La fotovoltaica convierte directamente la energía solar en energía eléctrica, mediante el efecto fotovoltaico.
- **Centrales eólicas**: Aprovechan la energía del viento para producir energía eléctrica, utilizando dicha energía para mover la turbina.

En Venezuela, de los 19.637 megavatios, MW, instalados en el país, el 63 por ciento es hidráulico (12.429 MW), principalmente de las plantas de EDELCA, Guri y Macagua I y II, y el 37 por ciento es térmico, compuesto por 4.551 MW en unidades de vapor y 2.657 MW a gas.

III.3.1.2 Intercambios con otros países

La actividad de intercambios con otros países consiste en exportar o importar energía eléctrica.

En esta línea, en Venezuela, el sistema interconectado nacional, SIN, se enlaza con Colombia a través de las subestaciones venezolanas La Fría II en 115 KV y Corozo en 230 KV, ubicadas en el estado de Táchira en Venezuela y San Mateo en Colombia. Al norte, se enlazan estos dos países por el estado de Zulia, a través de una línea a 230 KV entre las subestaciones Cestecitas (Colombia) y Cuatricentenario (Venezuela). Con Brasil, el sistema interconectado se enlaza a través de las subestaciones Macagua2 (Venezuela) y Boa Vista (Brasil), con una extensión de 680 km, de los cuales 580 están en Venezuela.

En Venezuela, este intercambio obedece más a razones técnicas que económicas, vinculadas al mantenimiento de las condiciones de calidad, continuidad del servicio, economía de operación y seguridad del sistema.

III.3.1.3 Transporte o transmisión de energía eléctrica.

Esta actividad consiste en el traslado y transformación de energía eléctrica desde las centrales generadoras, a distintos niveles de alta tensión y en largas distancias, hasta las redes o subestaciones de distribución.

En Venezuela, como característica importante, cabe mencionar que se impide el libre acceso a la red por parte de los consumidores, quienes deben aceptar el precio y calidad que les impone la empresa eléctrica que presta el servicio en la localidad geográfica donde están ubicados.

El sistema de transmisión está formado por una red con niveles de tensión a 765, 400 y 230 KV, cuyas longitudes alcanzan los 2.083 Km, 4.190 Km y 5.606 Km, respectivamente, distribuidos en tres áreas o sistemas, con sus respectivos despachos de carga de alcance regional. El centro de control nacional está ubicado en la Mariposa, existiendo, además, 26 subestaciones de transmisión, con una capacidad de transformación instalada de 11.490 MVA. [6]

El input de esta actividad está formado por los megawatios generados en las centrales eléctricas y tratados a niveles de alta tensión. El proceso productivo se centra en el transporte de energía, a través de las redes de alta tensión, hasta las subestaciones de distribución. El output lo constituyen los KV, en tensiones de reparto, que están interconectados en las subestaciones de distribución.

Como instalaciones más significativas cabría mencionar:

- Líneas de Tensión mayores a 220 KV.
- Sistema interconectado nacional.

---

[6] Véase página: http://www.edelca.com.ve/transmision/descargas/transmision_troncal.pdf

- Subestaciones de transmisión, despacho de carga y centros de control de energía.
- Transformadores de potencia mayores que 220 KV.
- Otros activos necesarios para el transporte de energía en alta tensión.

III.3.1.4 Distribución.

Esta actividad tiene por objeto el transporte de energía eléctrica, en bajo voltaje, desde la red de transmisión hasta el consumidor final.

Las redes de distribución parten de las subestaciones, en tensiones que oscilan los 138, 115 y 34,5 KV. Estos niveles de tensión, antes de ser transferidos hasta el usuario final, se regulan mediante bancos de transformación, que convierten la energía eléctrica en kilovoltio amperios (KVA) y, posteriormente, se distribuyen hasta el usuario final en corrientes que oscilan en 120, 220 y 240 voltios.

Venezuela posee 242 subestaciones, que tienen un total de 1.718 MVA de capacidad de transformación. CADAFE, como principal empresa, posee una red de distribución conformada por 61.255 kilómetros de longitud, de los cuales 10.001 Km son a un nivel de tensión de 34,5 KV y 51.254 Km a 13,8 KV.

Se consideran como elementos esenciales de la red de distribución los mencionados en el proceso de transmisión y demás elementos considerados necesarios para transportar la energía eléctrica hasta el consumidor final.

III.3.1.5 Comercialización

Consiste en la venta y facturación del servicio eléctrico a los consumidores finales. En Venezuela, esta actividad la ejecutan las empresas distribuidoras de energía, requiriendo acciones de gestión comercial, instalación y mantenimiento de acometidas, conexión y desconexión del servicio eléctrico, verificación de consumo, instalación de equipos de medición y demás gastos normales y necesarios para la prestación del servicio, como es el caso del agua, electricidad, teléfono etc.

III.3.1.6 Gestión económica y técnica del sistema eléctrico

Esta actividad no ha evolucionado en el mismo orden que otros países, donde se otorga mayor importancia a la gestión económica. En Venezuela, se comparten todos los recursos del sistema eléctrico para abastecer la demanda de energía eléctrica (gestión técnica) con independencia de quien sea el propietario de los recursos o cuál sea la demanda de los clientes de cada empresa eléctrica en particular. Adicionalmente, el Estado regula el sector en cuanto a precios de compra y venta de energía (gestión económica) y la importación y exportación de energía, como se comentó en el apartado anterior, es una actividad más técnica que económica.

III.3.2 Agentes intervinientes

En este apartado, se describen los sujetos y sus funciones en el mercado eléctrico nacional, con el propósito de reflejar las actuaciones posibles de las compañías como entidades individuales. El ministerio de energía y petróleo (MEP) y la Fundación para el desarrollo eléctrico (FUNDELEC), actúan como entes rectores del sector, en cuanto a normas y procedimientos, donde se incluyen precios tarifarios. Además, el control u operación del sistema interconectado esta a cargo de la OPSIS, cuyas siglas se desprenden de la función que ejecuta.

Tabla 3.3

Agentes intervinientes en el mercado eléctrico venezolano (1 de 2)

Sujeto	Funciones	Sector Eléctrico Venezolano
Generador es o productores	Desarrollan la actividad de generación o producción y en ésta se incluyen los autoproductores, quienes generan electricidad para su propio consumo.	Es factible la generación por parte de cualquier empresa distribuidora de energía, sin embargo, EDELCA, ELECAR, ENELVEN y CADAFE son los máximos productores.

Tabla 3.3: Agentes intervinientes en el mercado eléctrico venezolano. (2 de 2). Continuación……

Sujeto	Funciones	Sector Eléctrico Venezolano
Operador del mercado	Responsable de la gestión económica del sistema (compra y venta de energía). Busca la consecución del coste mínimo del suministro de electricidad, incluyendo el estudio de tarifas sociales y ahorro de energía.	Esta función la realiza el Estado a través de sus entes rectores, MEP y FUNDELEC.
Operador del sistema	Garantiza la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, a través del sistema interconectado nacional, optimizando las actividades de producción y transporte de energía, además de prever la demanda, disponibilidad del equipo eléctrico y las distintas condiciones que pudiesen presentarse dentro del periodo de previsión, como es el caso de la importación de energía.	Esta labor la coordina la OPSIS, organismo que aglutina a los exponentes de producción EDELCA, ELECAR, ENELVEN y CADAFE.
Transportistas	Su función es la de transportar en alta tensión la energía eléctrica hasta las subestaciones de distribución y, en el mercado internacional, hasta los puntos de conexión con otros países. Adicionalmente, se encargan de construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte.	Esta función se lleva a cabo a través de las líneas de transmisión, en alta tensión, de las empresas EDELCA, ELECAR, ENELVEN y CADAFE, siendo éstas las que conforman el sistema interconectado nacional.
Distribuidores	Su función es la de transportar, en baja tensión, la energía eléctrica hasta el consumidor final, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de distribución.	Esta labor la ejecutan 17 empresas ya mencionadas en la tabla 3.1, quienes a su vez comercializan la energía eléctrica.
Comercializadores	Desarrollan la actividad de comercialización partiendo de las redes de transmisión y tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores o usuarios del servicio.	Esta actividad la cumplen las empresas distribuidoras a través de sus oficinas comerciales, ubicadas estratégicamente en el país, donde atienden a más de cuatro millones de clientes cautivos.

Fuente: Diseño propio a partir de AECA, 2001.

III.3.3 Estructura de costes e ingresos del sector

En este punto, pretendemos informar, desde una perspectiva internacional comparada, sobre la estructura de costes e ingresos del sector eléctrico. Comenzando por los ingresos, la tabla 3.4 nos muestra la distribución porcentual de las diferentes partidas en diversos países latinoamericanos, Venezuela y España.

Aparte de las ventas de energía, que constituyen, obviamente, la principal fuente de ingresos, cabe considerar también los ingresos procedentes del alquiler de la red (servicio de red), así como otros ingresos operacionales y no operacionales. Los otros ingresos operacionales incluyen, principalmente, los obtenidos a partir de la venta de medidores y cable para instalaciones, los derivados de estudios de factibilidad o viabilidad de servicio y los de formalización de contratos de suministro. En cambio, los ingresos no operacionales se refieren a intereses derivados de deudas morosas, participación en beneficios obtenidos de compañías afiliadas y ganancias provenientes de resultados monetarios o por efectos inflacionarios.

Tabla 3.4
Distribución de ingresos

	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador
Ventas de energía	68,66%	73,36%	80,67%	84,78%	78,91%	94,14%
Servicio de red	8,67%	18,44%	16,69%	0,71%	7,30%	0,36%
Otros	4,71%	2,92%	0,62%	0,38%	5,86%	3,59%
No operacionales	17,96%	5,28%	2,02%	14,13%	7,93%	1,91%
Total ingresos	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**

	Perú	Costa Rica	El Salvador	Venezuela	España
Ventas de energía	88,49%	94,65%	97,23%	66,24%	87,60%
Servicio de red	0,77%	0,00%	0,00%	3,02%	0,00%
Otros	6,34%	3,94%	2,77%	0,00%	3,09%
No operacionales	4,39%	1,41%	0,00%	30,74%	9,30%
Total ingresos	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**

Fuente: Elaboración propia a partir de:
CIER (2006): Comisión de integración energética regional.
ELECAR(2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.laedc.com
Superintendencia de Pensiones (2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.spvs.gov.bo
Superintendencia de Valores (2006): *Estados Financieros*. Disponible en:, www.supervalores.gov.co
Superintendencia de Compañías del Ecuador (2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.supervias.gov.ec
Superintendencia de Compañías del Ecuador (2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.bvl.com.pe
Bolsa de Valores de Caracas (2006) *Estados Financieros*. Disponible en: www.caracasstock.com

Dos aspectos destacan en la tabla precedente: el primero, el elevado porcentaje que representan los ingresos provenientes por el peaje o alquiler de la red en los mercados boliviano y brasileño y, el segundo, el enorme peso de los ingresos no operacionales en el caso de Venezuela. Dichos ingresos son también bastante considerables en Chile y Colombia.

A continuación, la tabla 3.5 nos muestra el porcentaje que supone cada tipo de gasto sobre el volumen de ingresos en cada uno de los países considerados.

Los gastos operacionales incluyen aquellos gastos que directamente tienen relación con el giro del negocio. Entre éstos tenemos: mano de obra, combustible, compra de energía y otros (generales o administrativos).

Por otro lado, la depreciación incluye las amortizaciones referentes a toda clase de bienes de inmovilizado.

En cuanto a los impuestos se refiere, existen diferentes tipos de tributos incluidos en esta partida. En el caso venezolano, éstos son: impuesto sobre la renta, rebaja por inversiones nuevas y, hasta el año 2003, el impuesto sobre activos empresariales.

A su vez, los gastos no operacionales hacen alusión a las pérdidas en beneficios de compañías afiliadas o en cambios no monetarios por efectos inflacionarios.

Finalmente, la tabla recoge también los gastos financieros.

Tabla 3.5
Distribución de gastos según su naturaleza

	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador
Total ingresos	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**
Operacionales	41,52%	46,60%	60,52%	70,07%	52,36%	101,89%
Depreciación	6,53%	7,58%	5,21%	3,59%	10,47%	9,68%
Impuesto	1,93%	3,81%	1,94%	0,21%	9,59%	0,00%
No operacionales	1,21%	1,44%	4,17%	0,51%	3,01%	1,69%
Financieros	4,55%	4,22%	4,91%	0,99%	7,99%	1,50%
Total gastos	**55,73%**	**63,66%**	**76,74%**	**75,36%**	**83,42%**	**114,76%**
Utilidad o pérdida	**44,27%**	**36,34%**	**23,26%**	**24,64%**	**16,58%**	**-14,76%**

	Perú	Costa Rica	El Salvador	Venezuela	España
Total ingresos	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**
Operacionales	62,93%	86,19%	80,80%	116,02%	65,20%
Depreciación	6,76%	5,76%	3,99%	11,09%	7,99%
Impuesto	17,09%	0,76%	1,99%	**-1,97%**	3,40%
No operacionales	3,04%	0,00%	0,00%	18,27%	2,66%
Financieros	2,31%	3,96%	7,20%	13,02%	2,83%
Total gastos	**92,13%**	**96,67%**	**93,99%**	**156,42%**	**82,08%**
Utilidad o pérdida	**7,87%**	**3,33%**	**6,01%**	**-56,42%**	**17,92%**

Fuente: Elaboración propia a partir de:

CIER (2006): Comisión de integración energética regional.
ELECAR (2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.laedc.com
Superintendencia de Pensiones (2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.spvs.gov.bo
Superintendencia de Valores (2006): *Estados Financieros*. Disponible en:, www.supervalores.gov.co
Superintendencia de Compañías del Ecuador (2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.supervias.gov.ec
Superintendencia de Compañías del Ecuador (2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.bvl.com.pe
Bolsa de Valores de Caracas (2006) *Estados Financieros*. Disponible en: www.caracasstock.com

En la tabla anterior, se observa que, en términos generales, el sector es rentable, con excepción de Ecuador y Venezuela. El principal hallazgo sobre la pérdida reflejada en estos países lo constituye el hecho que los gastos operacionales son muy elevados con respecto a los ingresos. Comparados con lo que ocurre en países considerados rentables, a modo de ejemplo, en Ecuador, los costes operacionales superan 14,76 puntos porcentuales los ingresos obtenidos, mientras que, en Argentina, equivalen únicamente al 55,73% de los ingresos.

Asimismo, en el apartado de depreciación, llama la atención su elevado peso en Colombia y Venezuela en comparación con otros países. Esto es debido a la consideración de un periodo temporal más reducido para la amortización de las instalaciones.

Con relación a los impuestos, Perú es el país con mayor índice impositivo, mientras que Venezuela conserva índices bastante bajos. La razón es que en Venezuela la mayoría de empresas no reflejan utilidades anuales y, por consiguiente, no existen montos importantes por impuestos.

Los gastos no operacionales por su parte, reflejan índices muy elevados en Colombia y Venezuela. En éste último país, se deben al registro de los promedios inflacionarios suscitados en los últimos años.

Por último, Colombia y Venezuela presentan niveles muy elevados de gastos financieros en comparación con los demás países.

A continuación, la tabla 3.6 nos muestra el desglose de la partida de gastos operacionales atendiendo a las diferentes partidas que la integran.

Tabla 3.6
Distribución porcentual de insumos operacionales

	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador
Mano de obra	13,66%	10,13%	29,30%	6,65%	9,65%	15,78%
Combustible	0,31%	6,15%	1,48%	4,01%	2,12%	2,48%
Compra de energía	68,12%	66,88%	47,63%	81,59%	54,55%	75,87%
Otros	17,91%	16,83%	21,59%	7,75%	33,68%	5,87%
Totales	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

	Perú	Costa Rica	El Salvador	Venezuela	España
Mano de obra	8,88%	15,78%	6,83%	60,00%	5,21%
Combustible	0,10%	0,00%	0,00%	1,00%	29,09%
Compra de energía	75,46%	76,47%	83,89%	36,06%	58,01%
Otros	15,57%	7,75%	9,29%	2,94%	7,68%
Totales	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Fuente: Elaboración propia a partir de:

CIER (2006): Comisión de integración energética regional.
ELECAR (2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.laedc.com
Superintendencia de Pensiones (2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.spvs.gov.bo
Superintendencia de Valores (2006): *Estados Financieros*. Disponible en:, www.supervalores.gov.co
Superintendencia de Compañías del Ecuador (2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.supervias.gov.ec
Superintendencia de Compañías del Ecuador (2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.bvl.com.pe
Bolsa de Valores de Caracas (2006) *Estados Financieros*. Disponible en: www.caracasstock.com

Tal y como podemos observar, en todos los países analizados, salvo Venezuela, la compra de energía constituye el gasto operacional más importante. En cambio, en el

caso venezolano, es la partida de mano de obra la que supone, con gran diferencia, el gasto más relevante.

En lo que al combustible se refiere, las diferencias halladas entre países pueden explicarse por los diferentes tipos de generación empleados. Así, la generación termoeléctrica implica un mayor uso de combustible que la generación hidroeléctrica.

Como complemento a la tabla 3.6, la tabla 3.7 nos muestra el porcentaje que supone cada partida de gasto operacional sobre el volumen de ingresos.

Tabla 3.7
Distribución porcentual de insumos operacionales sobre el volumen de ingresos

	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador
Mano de obra	7,35%	6,03%	18,54%	5,52%	5,53%	16,22%
Combustible	0,17%	3,66%	0,93%	3,33%	1,22%	2,54%
Compra de energía	36,67%	39,83%	30,14%	67,74%	31,29%	77,94%
Otros	9,64%	10,02%	13,66%	6,43%	19,32%	6,03%

	Perú	Costa Rica	El Salvador	Venezuela	España
Mano de obra	6,06%	13,60%	8,92%	76,27%	6,35%
Combustible	0,07%	0,00%	0,00%	1,27%	35,42%
Compra de energía	51,48%	65,91%	109,60%	45,83%	70,63%
Otros	10,62%	6,68%	12,13%	3,74%	9,35%

Fuente: Elaboración propia a partir de:

CIER (2006): Comisión de integración energética regional.
ELECAR(2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.laedc.com
Superintendencia de Pensiones (2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.spvs.gov.bo
Superintendencia de Valores (2006): *Estados Financieros*. Disponible en:, www.supervalores.gov.co
Superintendencia de Compañías del Ecuador (2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.supervias.gov.ec
Superintendencia de Compañías del Ecuador (2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.bvl.com.pe
Bolsa de Valores de Caracas (2006) *Estados Financieros*. Disponible en: www.caracasstock.com

Cuando analizamos los insumos operacionales desde el punto de vista del porcentaje que suponen respecto a los ingresos, entonces, observamos que el porcentaje correspondiente a las compras de energía en Venezuela es bastante similar al que encontramos en la mayor parte de países considerados. Incluso podemos afirmar que es algo más bajo.

En cambio, en Ecuador y El Salvador, el porcentaje que suponen las compras de energía sobre el volumen de ingresos es muy elevado.

En cuanto a los costes de mano de obra, como confirmación de lo comentado en el cuadro 3.5, podemos concluir que la plantilla del sistema eléctrico venezolano se encuentra absolutamente sobredimensionada. Las razones de este sobredimensionamiento se deben a los elevados niveles de burocracia existentes y a un menor grado de automatización de las actividades, en comparación con otros países.

Por otro lado, como ya se ha señalado, las diferencias en el caso del combustible son debidas a los diferentes tipos de generación empleados.

Finalmente, en lo que a los otros gastos operacionales hace referencia, su presencia es prácticamente nula en el caso venezolano, mientras que en Colombia llegan a alcanzar un porcentaje muy considerable.

III.3.4 Sectores clientes

En Venezuela, las empresas que conforman el sector se dedican a la prestación exclusiva del servicio eléctrico para clientes de tipo residencial, comercial, industrial, de riego, agropecuarios, oficiales y alumbrado público.

En este apartado, se definen estos tipos de clientes, su relación con la tarifa aplicada y la cantidad de clientes servidos.

Tabla 3.8
Clientes y servicios prestados

Tipo de Clientes	Servicio Prestado
Residenciales	Se definen así los clientes cuya energía se destina en mayor ponderación a uso doméstico, en residencias o viviendas particulares.
Comerciales	Son aquellos clientes que utilizan el servicio eléctrico en locales donde ejecutan sus actividades comerciales.
Industriales	Son aquellos que utilizan el servicio de energía eléctrica en actividades de transformación de un producto en otro distinto al original, siempre que su consumo supere los 5 KVA.
Agrícolas	Se refiere a los agricultores propiamente dichos, sin incluir las actividades de comercialización de productos agrícolas.

Tabla 3.8: Clientes y servicios prestados. Continuación……

Tipo de Clientes	Servicio Prestado
Bombeo o Riego	Son servicios prestados a clientes que utilizan la energía eléctrica en el riego de siembras y otras actividades primarias.
Oficiales	Se incluyen las empresas del Estado, entes oficiales, escuelas y el alumbrado público.

Fuente: Diseño propio

Hasta el año 2001, los pliegos tarifarios vinculaban la actividad del usuario del servicio eléctrico y la tarifa aplicada, razón por la cual se establecía un único estrato por tipo de cliente y era importante definir lo que se entendía por clientes residenciales, comerciales, industriales, de riego, agropecuarios, oficiales y alumbrado público. A partir del año 2002, dicho pliego persigue el ahorro de la energía. Por este motivo, se conformaron tres estratos para los clientes residenciales y seis donde se incluyen los usuarios comerciales, industriales y oficiales. Con respecto al servicio de riego, alumbrado público y agropecuario, se mantiene un único estrato para cada uno de ellos.[7]

A continuación, exponemos la distribución porcentual de la facturación por empresa y el tipo de servicio de donde proviene.

[7] Ver Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 37.415 del 03-04-2002.

Tabla 3.9

Promedio facturado por clase de servicio (porcentaje)

Empresa	Residencial	Comercial	Industrial	Otros
CADAFE	**32,00**	**20,82**	**16,58**	**30,59**
Eleoccidente	31,46	21,01	1,01	46,52
Cadela	37,22	24,64	10,95	27,19
Elecentro	27,84	19,91	24,26	27,98
Eleoriente	34,13	20,70	24,08	21,10
Semda	29,09	15,42	8,42	47,07
ELECAR	**38,24**	**39,74**	**14,61**	**7,42**
Elevar	39,28	41,75	13,25	5,71
Calev	34,50	39,68	13,40	12,43
Eleggua	38,32	26,93	30,84	3,91
Caley	53,39	19,33	17,48	9,81
ENELVEN	**52,49**	**24,95**	**16,24**	**6,33**
Enelven	51,01	27,65	18,42	2,92
Enelco	56,49	17,58	10,29	15,63
Enelbar	**36,72**	**37,85**	**20,09**	**5,34**
Eleval	**43,26**	**29,45**	**25,23**	**2,07**
Seneca	**46,01**	**21,53**	**20,63**	**11,82**
Elebol	**49,11**	**22,78**	**11,93**	**16,18**
Califa	**45,19**	**25,87**	**23,31**	**5,63**
Capital Privado	**39,73**	**36,75**	**16,06**	**7,45**
Capital Público	**38,00**	**23,20**	**16,74**	**22,05**
Total	**38,69**	**28,60**	**16,47**	**16,24**

Fuente: Elaboración propia a partir de:

Caveinel (2006): *Datos Estadísticos*. Disponible en www.caveinel.gov.ve

Como se desprende de la tabla 3.9, los ingresos por venta de energía provienen en mayor proporción de los clientes residenciales, salvo en las empresas ELECAR, ELEVAR, CALEV y ENELBAR, donde el porcentaje más alto de facturación corresponde al sector comercial. En lo que respecta al sector industrial, éste constituye la tercera fuente de ingresos para el sector eléctrico venezolano y se presenta con mayor ponderación en la empresa ELEGGUA.

Finalmente, los llamados otros servicios (agropecuario, de riego, oficial y alumbrado público), constituyen la cuarta fuente de ingresos, con porcentajes más elevados en ELEOCCIDENTE y SEMDA, donde son, precisamente, la principal fuente de ingresos de estas compañías.

III.3.5 Evolución de la oferta y demanda de energía

En este aparte, pretendemos informar, en cifras globales y por empresa, de la tendencia en generación de energía y de su relación con la demanda declarada. Además, presentaremos cifras relacionadas con la facturación de energía. El cuadro 3.9 nos muestra la evolución de la oferta y la demanda de energía en Venezuela durante el período de 2001 – 2006.

Tabla 3.10

Oferta y demanda de energía

(Cifras en GWh)

Datos en Gwh	2001	%	2002	Δ%	2003	Δ%	2004	Δ%	2005	Δ%	2006	Δ%
1) Generación	**79.252**	**100**	**82.573**	**4,19**	**87.716**	**10,68**	**87.243**	**10,08**	**90.105**	**13,69**	**97.608**	**23,16**
Generación térmica	18.652	100	19.673	5,47	27.093	45,26	26.394	41,51	28.680	53,76	27.058	45,07
Generación hídrica	60.600	100	62.886	3,77	60.441	-0,26	59.535	-1,76	60.532	-0,11	69.929	15,39
Intercambios entre empresas		100					758		857		621	
Importación		100	14		182		556		36			
2) Demanda Interna	**59.098**	**100**	**61.218**	**3,59**	**64.600**	**9,31**	**66.315**	**12,21**	**65.639**	**11,07**	**69.380**	**17,40**
3) Exportación	**46**	**100**	**59**	**28,26**	**211**	**358,70**		**-100**	**451**	**880,43**	**490**	**965,22**
4) Excedente de energía	**20.108**	**100**	**21.296**	**5,91**	**22.905**	**13,91**	**20.928**	**4,08**	**24.466**	**21,67**	**27.738**	**37,95**
Porcentaje de energía excedentaria sobre el total generado.	**25,37**		**25,79**		**26,11**		**23,99**		**27,15**		**28,42**	

Fuente: Elaboración propia a partir de:
Caveinel (2006): *Datos Estadísticos*. Disponible en www.caveinel.gov.ve

Al lector poco familiarizado con el sector eléctrico puede llamarle la atención el elevado porcentaje de energía generada y no consumida y, por lo tanto, despilfarrada. Sin embargo, esto no tiene otro remedio que ser así, ya que representa el margen de seguridad del SIN para cubrir demandas máximas de energía que se presenten en un momento dado. En este sentido, las cifras que refleja Venezuela, son similares a las de otros países y provienen de estudios estadísticos realizados por la OPSIS.

Realizada esta aclaración, la tabla 3.10 nos muestra un incremento paulatino de la oferta y demanda de energía (véase columnas de incrementos porcentuales respecto al año 2001), si bien observamos que la oferta crece en mayor medida que lo que lo hace la demanda.

Profundizando en la generación de energía, observamos además que la generación térmica crece mucho más que la generación hídrica (45,07% en el conjunto del período, frente a un 15,39%). Este menor ritmo de crecimiento de la generación hídrica se debe a que las inversiones iniciales para poner en marcha este tipo de plantas son mucho mas elevadas, tanto desde un punto de vista monetario, como desde el punto de vista del tiempo necesario para su construcción.

La tabla 3.11 nos muestra la evolución en el volumen de energía generada, detallado por empresa.

Tabla 3.11
Generación o producción de energía por empresa
(Cifras en GWh)

Empresas (Gwh)	**2002**	**%**	**2003**	**Δ%**	**2004**	**Δ%**	**2005**	**Δ%**	**2006**	**Δ%**
Privadas										
ELECAR	8.119	100	11.392	40	13.047	61	12.474	54	12.160	50
ELEVAL	915	100	987	8	1.042	14	1.106	21	1.098	20
SENECA	782	100	1.005	29	1.126	44	1.064	36	1.056	35
Subtotal	**9.816**	**100**	**13.384**	**36**	**15.215**	**55**	**14.644**	**49**	**14.314**	**46**
Públicas										
ENELVEN	4.158	100	5.491	32	3.165	-24	5.239	26	5.520	33
ENELCO	232	100	277	19	278	20	268	16	262	13
ENELBAR	480	100	609	27	745	55	748	56	574	20
CADAFE	6.523	100	8.707	33	9.631	48	10.649	63	9.021	38
EDELCA	61.350	100	59.066	-4	57.653	-6	58.521	-5	67.917	11
Subtotal	**72.743**	**100**	**74.150**	**2**	**71.472**	**-2**	**75.425**	**4**	**83.294**	**15**
Total	**82.559**	**100**	**87.534**	**6**	**86.687**	**5**	**90.069**	**9**	**97.608**	**18**

Fuente: Elaboración propia a partir de:
Caveinel (2006): *Datos Estadísticos*. Disponible en www.caveinel.gov.ve

El interés de la tabla anterior radica en mostrar las diferencias de crecimiento en cuanto a generación de energía se refiere entre empresas públicas y privadas.

Como puede observarse, el crecimiento es mucho mayor en el caso de las empresas privadas: 46% frente a 15%. No obstante, entre las empresas públicas, ENELVEN y CADAFE presentan niveles de crecimiento similares a los de las empresas privadas.

A continuación, las tablas 3.12, 3.13 y 3.14 tienen como propósito mostrarnos, para cada empresa, la diferencia existente entre el volumen de energía consumido por sus diferentes clientes y el volumen de energía facturado a los mismos.

En principio, si el sistema fuera eficiente, dicha diferencia debería ser cercana a cero (una pequeña merma es siempre inevitable). Si esto no es así, ello significa que existen deficiencias importantes en los aparatos de medición instalados a los clientes, o que estamos en presencia de usuarios ilegales del servicio eléctrico.

Tabla 3.12
Sector eléctrico venezolano
Energía consumida por los clientes de cada empresa eléctrica
(Cifras en GWh)

Empresas	2002	%	2003	Δ%	2004	Δ%	2005	Δ%	2006	Δ%
Capital Privado	**19.370**	**100**	**20.765**	**7,20**	**21.659**	**11,82**	**21.042**	**1,33**	**21.079**	**8,82**
ELECAR	15.432	100	16.553	7,26	17.390	12,69	16.809	1,55	16.582	7,45
ELEVAL	1.576	100	1.640	4,06	1.607	1,97	1.586	-3,29	1.643	4,25
SENECA	1.159	100	1.266	9,23	1.299	12,08	1.282	1,26	1.376	18,72
ELEBOL	746	100	823	10,32	867	16,22	866	5,22	952	27,61
CALIFE	457	100	483	5,69	496	8,53	499	3,31	526	15,10
Capital Público	**109.841**	**100**	**107.954**	**-1,72**	**107.437**	**-2,19**	**108.695**	**0,69**	**121.894**	**10,97**
EDELCA	61.350	100	59.066	-3,72	57.653	-6,03	58.521	-0,92	67.997	10,83
CADAFE	30.721	100	33.305	8,41	34.378	11,90	34.984	5,04	37.730	22,82
ENELVEN	15.210	100	12.848	-15,53	12.682	-16,62	12.472	-2,93	13.252	-12,87
ENELBAR	2.560	100	2.735	6,84	2.724	6,41	2.718	-0,62	2.915	13,87
TOTAL	**129.211**	**100**	**128.719**	**-0,38**	**129.096**	**-0,09**	**129.737**	**0,79**	**142.973**	**10,65**

Fuente: Elaboración propia a partir de:

Caveinel (2006): *Datos Estadísticos*. Disponible en www.caveinel.gov.ve

Tabla 3.13
Sector eléctrico venezolano
Energía facturada por cada empresa eléctrica
(Cifras en GWh)

Empresas	2002	%	2003	Δ%	2004	Δ%	2005	Δ%	2006	Δ%
Capital Privado	**16.363**	**100**	**17.461**	**6,71**	**17.836**	**9,00**	**17.374**	**6,18**	**17.309**	**5,78**
ELECAR	13.654	100	14.467	5,95	14.772	8,19	14.382	5,33	13.966	2,29
ELEVAL	1.129	100	1.241	9,92	1.252	10,89	1.184	4,87	1.311	16,12
SENECA	817	100	925	13,22	931	13,95	917	12,24	1.024	25,34
ELEBOL	439	100	490	11,62	545	24,15	573	30,52	667	51,94
CALIFE	324	100	338	4,32	336	3,70	318	-1,85	341	5,25
Capital Público	**91.461**	**100**	**87.912**	**-3,88**	**87.211**	**-4,65**	**87.591**	**-4,23**	**98.594**	**7,80**
EDELCA	59.232	100	57.295	-3,27	56.147	-5,21	57.109	-3,58	66.130	11,65
CADAFE	18.225	100	19.059	4,58	19.848	8,91	20.038	9,95	21.232	16,50
ENELVEN	11.877	100	9.345	-21,32	9.000	-24,22	8.261	-30,45	8.903	-25,04
ENELBAR	2.127	100	2.213	4,04	2.216	4,18	2.183	2,63	2.329	9,50
TOTAL	**107.824**	**100**	**105.373**	**-2,27**	**105.047**	**-2,58**	**104.965**	**-2,65**	**115.903**	**7,49**

Fuente: Elaboración propia a partir de:
Caveinel (2004): *Datos Estadísticos*. Disponible en www.caveinel.gov.ve

Tabla 3.14
Sector eléctrico venezolano
Energía consumida, pero no facturada, por cada empresa eléctrica
(Porcentaje)

Empresas	2002	2003	2004	2005	2006
Capital Privado	**15,52**	**15,91**	**17,65**	**17,43**	**17,89**
ELECAR	11,52	12,60	15,05	14,44	15,78
ELECAR	11,69	12,52	14,16	14,09	15,37
CALEV	9,84	11,32	17,27	14,23	16,64
ELEGGUA	13,55	16,50	19,05	16,93	16,09
CALEY	18,36	19,30	19,80	24,66	22,08
ELEVAL	28,36	24,33	22,09	25,35	20,21
SENECA	29,51	26,94	28,33	28,47	25,58
ELEBOL	41,15	40,46	37,14	33,83	29,94
CALIFE	29,10	30,02	32,26	36,27	35,17
Capital Público	**16,73**	**18,57**	**18,83**	**19,42**	**19,11**
EDELCA	**3,45**	**3,00**	**2,61**	**2,41**	**2,75**
CADAFE	40,68	42,77	42,27	42,72	43,73
ENELVEN	21,91	27,26	29,03	33,76	32,82
ENELVEN	17,67	23,97	25,88	32,00	31,05
ENELCO	36,27	35,08	36,92	38,23	37,17
ENELBAR	16,91	19,09	18,65	19,68	20,10
TOTAL	**16,55**	**18,14**	**18,63**	**19,09**	**18,93**

Fuente: Elaboración propia a partir de:
Caveinel (2006): *Datos Estadísticos*. Disponible en www.caveinel.gov.ve

Como ya anunciamos en el apartado de la panorámica general del sector, el sistema eléctrico venezolano presenta unos niveles de ineficiencia muy elevados y, lo que es peor, dichos niveles de ineficiencia, en lugar de corregirse, aumentan.

Sólo cuatro empresas consiguen ligeramente mejorar su situación, y tres de ellas son de capital privado. Además, como puede verse, la empresa CADAFE presenta con diferencia los peores niveles de ineficiencia de todo el sector, llegando a no facturar prácticamente el 44% de la energía distribuida a los clientes.

III.3.6 Grado de Concentración del sector eléctrico venezolano

En el presente aparte, pretendemos informar al lector sobre el grado de concentración del sector eléctrico venezolano.

Tabla 3.15
Sector eléctrico venezolano
Grado de concentración sectorial
(2006)

	Residencial (%)		Comercial (%)		Industrial (%)		Otros (%)		Total (%)	
Empresa	**Relativo**	**Acumulado**	**Relativo**	**Acumulado**	**Relativo**	**Acumulado**	**Relativo**	**Acumulado**	**Relativo**	**Acumulado**
CADAFE	**32,40**	**32,40**	**28,52**	**28,52**	**39,44**	**39,44**	**73,81**	**73,81**	**39,18**	**39,18**
Eleoriente	10,97	10,97	9,00	27,37	18,17	38,35	16,16	67,63	12,43	12,43
Elecentro	7,79	18,76	7,54	18,38	15,95	20,18	18,65	51,47	10,82	23,26
Eleoccidente	6,65	25,40	6,01	6,01	0,50	0,50	23,42	23,42	8,18	31,43
Cadela	5,40	30,80	4,83	10,84	3,73	4,23	9,39	32,82	5,61	37,04
Semda	1,60	32,40	1,15	28,52	1,09	39,44	6,18	73,81	2,13	39,18
ELECAR	**30,95**	**63,35**	**43,52**	**72,04**	**27,78**	**67,22**	**14,30**	**88,11**	**31,32**	**70,49**
Elevar	20,66	53,07	29,71	58,24	16,37	55,81	7,16	80,97	20,35	59,53
Calev	7,28	60,34	11,32	69,56	6,64	62,45	6,25	87,21	8,16	67,69
Eleggua	2,18	62,53	2,08	71,64	4,13	66,58	0,53	87,75	2,21	69,90
Caley	0,83	63,35	0,40	72,04	0,64	67,22	0,36	88,11	0,60	70,49
ENELVEN	**22,54**	**85,90**	**14,49**	**86,54**	**16,38**	**83,59**	**6,48**	**94,59**	**16,62**	**87,11**
Enelven	16,02	79,38	11,75	83,79	13,59	80,81	2,18	90,29	12,15	82,65
Enelco	6,52	85,90	2,74	86,54	2,79	83,59	4,30	94,59	4,46	87,11
Enelbar	**4,17**	**90,06**	**5,81**	**92,35**	**5,35**	**88,95**	**1,44**	**96,03**	**4,39**	**91,50**
Eleval	**4,27**	**94,33**	**3,93**	**96,28**	**5,85**	**94,79**	**0,49**	**96,52**	**3,82**	**95,32**
Seneca	**2,74**	**97,07**	**1,73**	**98,01**	**2,88**	**97,68**	**1,68**	**98,19**	**2,30**	**97,62**
Elebol	**1,92**	**98,99**	**1,20**	**99,21**	**1,09**	**98,77**	**1,51**	**99,70**	**1,51**	**99,13**
Calife	**1,01**	**100,00**	**0,79**	**100,00**	**1,23**	**100,00**	**0,30**	**100,00**	**0,87**	**100,00**

Fuente: Elaboración propia a partir de:
Caveinel (2006): *Datos Estadísticos*[8]. Disponible en www.caveinel.gov.ve
CADAFE (2006): *Estadística*. Disponible en www.cadafe.gov.ve

[8] Con respecto a EDELCA, esta empresa factura a 312 clientes industriales y a 2 empresas hídricas (que prestan el servicio de suministro de agua) para un total de 314. Consideramos conveniente excluirla por el poco impacto que representa en cuanto al número de clientes.

Según puede apreciarse en la tabla 3.15, el sector eléctrico venezolano se encuentra altamente concentrado, ya que el 70,49% del mercado se encuentra en manos de dos grandes grupos empresariales: CADAFE y ELECAR, con una cuota del 39,18% y del 31,31%, respectivamente.

III.4 Marco regulador

En esta ocasión, tratamos de describir los fundamentos de la regulación del servicio de energía eléctrica, hasta culminar con la introducción del "modernismo" en Venezuela, con la inclusión de la Ley de Electricidad. En esta ley, se tratan los desafíos y dificultades que se presentan para alcanzar funcionamientos eficientes para los distintos actores del sector eléctrico, es decir, para los usuarios, las empresas, los trabajadores y el Estado mismo.

La incertidumbre que existe hoy en día es hasta cuándo se prorrogará la aplicación de la nueva ley. En este sentido, estimamos que la ley entrará en vigor cuando se culminen los siguientes aspectos: la actualización de los sistemas de información (con el fin de disponer de información integral actualizada y separada contablemente) y la inversión a realizar por parte del Estado, para mantener el mercado eléctrico en condiciones de calidad aceptables.

Actualmente, el Estado, además de regular el sector, es quien establece los precios y actúa subjetivamente en la determinación de costes para los diferentes clientes.

Adicionalmente, existe una verdadera sujeción para quien pretenda servirse de la electricidad, por cuanto, los usuarios no tienen la posibilidad de adquirir el servicio en diferentes entes.

Se pudiera decir que el sistema tarifario vigente en Venezuela, durante los últimos años, favorece más a las empresas que a los suscriptores. De ahí que empresas como CADAFE, con los peores índices de interrupciones, tengan las tarifas más altas y

aquéllas con tarifas más bajas, como ENELVEN y ELECAR, muestren mejores síntomas de calidad.

En este orden, la Ley Eléctrica venezolana pretende cambiar estos paradigmas con base a lo siguiente:

- El objetivo principal de la ley es dar servicio eléctrico de buena calidad al menor coste posible, evitando cualquier ineficiencia e introduciendo los mecanismos para lograr tales fines.
- Se rescatan los derechos del usuario, mediante el pago de multas, por parte de las empresas, por infracciones en la calidad del servicio, incluyendo compensaciones por daños a equipos e instalaciones de los clientes y sanciones por incumplimiento a usuarios de servicios regulados, procediendo a restituir la energía no servida.
- Reconocimiento para facturar a los clientes sólo los costes y gastos "eficientes" estipulados por el ente regulador. Es decir, las tarifas no deben reconocer exceso de empleados, de gastos, e inversiones.
- Se pretende prescindir de los usuarios que se sirven del servicio ilegalmente, así como eliminar los subsidios existentes para las regiones con bajos recursos.
- Se establece la creación de políticas energéticas para la adquisición de energías primarias.

En este aparte, se aprecia la diferencia existente entre el régimen establecido en Venezuela para regular el sector en comparación con otros países.

Tabla 3.16
Sector eléctrico venezolano
Marco regulatorio del sector eléctrico

País	Venezuela (Previo a la nueva ley)	Argentina	España	Colombia	Perú
Marco legal	Reglamentado por el MEM y FUNDELEC hasta que la promulgada ley se implante.	Ley del Servicio Eléctrico promulgada el 19-12-1991.	Ley del Servicio Eléctrico promulgada el 27-11-1997.	Ley del Servicio Eléctrico número 142, promulgada el 11-07-1994.	Ley de Servicio Eléctrico del 19-11-1992.
Precios tarifarios	Establecidos y regulados por el Gobierno, tanto en la venta como en la compra de energía.	Libre oferta y demanda y se controla a través de un mercado mayorista y minorista, mediante la compra y venta de bloques de energía.			Mercado regulado y libre.[9]
Separación de actividades	No existe un mercado mayorista y minorista que regule los precios de compra y la producción de energía. Además, no se discrimina el coste de transporte o transmisión por separado y en fin, la gestión económica no está clara por el pronunciado apoyo social al sistema.	En el mercado, las actividades se encuentran definidas y separadas, estableciéndose precios para cada una ellas (generación, transmisión y distribución), además de promover la libre competencia y rentabilidad del sistema.			
		La gestión del sistema se inclina al estudio de carga instalada y demanda máxima. La administración de la red eléctrica en cuanto a niveles de carga y demanda máxima está a cargo de los organismos siguientes:			
		El sistema de transmisión (STEEAT) es administrado por Transener con el apoyo de compañías transportistas independientes.	La operación del sistema esta a cargo de la empresa Red Eléctrica de España, REE.	El sistema interconectado es administrado por la empresa ISA.	El sistema de transmisión es administrado por la empresa SEIN y los sistemas aislados por SSAA.
	Una empresa puede ejercer las tres actividades.	Se acepta la dualidad de servicios exclusivamente en transmisión y distribución.		Las empresas pueden abordar hasta dos servicios.[10]	Ninguna generadora o distribuidora podrá ser transmisora.[11]

[9] Para mayor información, consultar la página: http://www.aspec.org.pe/investigaciones/inv200505.asp.
Existen tres tipos de mercados: (1) Servicio público o mercado regulado, (2) Mercado libre y (3) Mercado intergeneradores, regulado por el comité de operación económica del Sistema, COES, conformado por las empresas de transmisión y generación de energía.

Tabla 3.16: Sector eléctrico venezolano, marco regulatorio del sector eléctrico, Continuación……

País	Venezuela (previo a la nueva ley)	Argentina	España	Colombia	Perú
Generación o producción de energía	La generación hídrica es administrada por el Estado y la térmica la producen las empresas privadas y públicas.	En la actividad de generación, el Gobierno influye como ente regulador y posee el 20% de la propiedad de la empresa generadora Cammesa [12].	El Gobierno propicia la libre competencia mediante la creación de bolsas de energía. En el caso de España, como nota adicional, existen dos regímenes de producción: ordinario y especial. Se habla de régimen especial cuando se autogenera o se cogenera con actividades distintas a la producción de energía, así como en la producción primaria de recursos renovables o residuos de recursos no renovables.		Con respecto a la generación, los precios son regulados por la Gerencia adjunta de regulación tarifaria GART. [13]
Transmisión	No existe peaje ni acceso libre a la red.	Se establecen peajes por el traslado de energía, así como la figura de empresas que administran y mantienen las redes de transporte. En el caso peruano, los precios son administrados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaría, GART.			

[10] En Colombia, se permite la dualidad de servicios bajo las siguientes modalidades: Generación - Comercialización, Distribución - Comercialización. Se consideran excluyentes la dualidades siguientes: Generación - Transmisión, Generación – Distribución, Transmisión – Distribución y Transmisión - Comercialización.

[11] Ver artículo 3 de la Ley de concesiones del Perú. http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/compendio/ds009-93.pdf

[12] CAMMESA, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, Sociedad Anónima, conformada por los agentes mayoristas del mercado eléctrico, en partes iguales sobre el 80%, reservándose el 20% para el Estado. Se encarga de regular los precios en generación, transmisión y distribución, estableciendo dos precios, Mercado Término (los distribuidores adquieren la energía a un precio fijo, el cual se actualiza cada tres meses) y Precio Spot, para generadores, el cual se actualiza por horarios.

[13] Para las ventas de energía eléctrica de un generador a un concesionario de distribución, la gerencia adjunta de regulación tarifaria GART establece anualmente los precios en barra sobre una proyección de oferta y demanda de los próximos 2 años. Los precios fijados por la GART no pueden diferir en más del 10 por ciento del promedio de las tarifas establecidas por contratación libre del sistema (precios libres). Esto con la finalidad de que el mercado regulado simule o siga la tendencia del libre mercado. http://www.aspec.org.pe/investigaciones/inv200505.asp.

Tabla 3.16: Sector eléctrico venezolano, marco regulatorio del sector eléctrico, Continuación……

País	Venezuela (Previo a la nueva ley)	Argentina	España	Colombia	Perú
Distribución	Los precios son regulados por el gobierno nacional.	Se ajustan los precios trimestralmente y el mercado está privatizado[14].	Se incluye en el peaje como una actividad de transmisión.	En esta actividad, los precios los regula el gobierno en ciertos sectores.[15]	En esta actividad, los precios los regula la comisión de tarifas de energía.[16]
Intercambios	El sistema interconectado permite efectuar intercambios intracomunitarios e internacionales, principalmente, para salvaguardar la seguridad del sistema.				
Característica del mercado	No existe la libre competencia ni la figura de concesión. El Estado regula el sector en un 77%.	Prevé la libre competencia y busca la calidad del sector mediante concesiones.			

[14] Para mayor comprensión: Visitar la página: La transformación del sector eléctrico en Argentina: http://www.nuevamayoria.com/ES/INVESTIGACIONES/regulaciones/010517.html.

[15] Los precios los regula el Estado a través de la comisión reguladora de energía y gas CREG, de acuerdo al consumo, que va desde 0,1 MVH hasta 55 MVH. Los restantes podrán realizar contratos con los entes comercializadores.
http://www.google.es/search?hl=es&q=p%C3%A9rdida+en+distribuci%C3%B3n+de+energ%C3%ADa&meta=
http://www.banrep.gov.co/docum/ftp/borra321.pdf.

[16] Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la comisión de tarifas de energía, independientemente si se trata de ventas para el sector público o de libre competencia. Ver Ley de Concesiones del Perú: http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/compendio/dl25844.pdf

Tabla 3.16: Sector eléctrico venezolano, marco regulatorio del sector eléctrico, Continuación……

aís	**Venezuela (Previo a la nueva ley)**	**Argentina**	**España**	**Colombia**	**Perú**
Régimen económico	La producción no tiene relación previa con la demanda futura del sector. Ésta se factura de acuerdo al consumo registrado en las subestaciones o centrales eléctricas, es decir, la facturación corresponde con el gasto causado y por ende, no se adquieren bloques de energía.	Se prevé la demanda futura del sector y en función de ésta, se requieren bloques de energía para evitar desabastecimientos.			

Fuente: Diseño Propio.

En la tabla 3.16, observamos la diferencia existente en la regulación del mercado eléctrico en países latinoamericanos, Venezuela y España. Además, reflejamos que Venezuela es el único país que mantiene centralizadas las actividades del sector.

En este orden, es importante reconocer que los países que han desregulado o separado contablemente las actividades principales del mercado eléctrico, como lo expone la tabla 3.16 para los casos de Argentina, Colombia, Perú y España, han logrado mantener indicadores aceptables de rentabilidad. Por el contrario, los países que no han impuesto esta desregulación, como es el caso de Venezuela, han obtenido pérdidas continuas y bajos niveles de productividad.

Con el marco regulatorio actualmente en vigor, ninguna nueva compañía, ni venezolana, ni extranjera, podría comenzar a operar en el mercado eléctrico venezolano. En su momento, el gobierno distribuyó el mercado eléctrico en zonas geográficas y otorgó la concesión de explotación de cada una de ellas en régimen de exclusividad a las empresas actualmente operantes.

En cambio, con la nueva ley, se va a producir una liberalización del mercado, pero aún no está claro cómo se va a materializar.

En cualquier caso, lo que sí parece que va a ocurrir es que aquellas compañías venezolanas que no cumplan con los estándares de calidad establecidos y no alcancen a ser mínimamente rentables no serán mantenidas artificialmente por el Estado y estarán condenadas a desaparecer.

III.5 Análisis de los comportamientos y resultados de las empresas del sector

Las variables de comportamiento que analizaremos en este apartado son: la tecnología, el volumen de inversión en el sector, la financiación de dicha inversión, la política de contratación de personal y la distribución de la cartera de clientes.

En lo que concierne a la tecnología, en los últimos años, no se han invertido recursos destinados a mejorar los canales de comunicación, calidad de servicio y sistemas de información para la toma de decisiones, excepto por las recientes inversiones efectuadas por las empresas ELECAR, ENELCO y CADAFE, con el propósito de disponer, a partir del año 2006, de información en tiempo real que permita mejorar la toma de decisiones.[17]

Además, como hemos dicho anteriormente, existen fallas importantes en los sistemas de medición que no han sido subsanadas por la mayor parte de las empresas, salvo por la empresa ELECAR, que ha comenzado con la facturación prepagada en las barriadas adyacentes a la capital del Estado.

En cuanto al resto de variables de comportamiento hace referencia, la tabla 3.17 nos muestra una síntesis de su evolución durante el período 2000-2006.

Tabla 3.17
Evolución de las variables del sector
(Período 2000 al 2006)
Crecimiento Porcentual (1 de 2)

					Categoría de Clientes		
Empresa	**Activo Total**	**Inmovilizado**	**Patrimonio**	**Empleados**	**Residencial**	**Comercial**	**Industrial**
EDELCA	15,59	18,08	46,55	10,16			22,56
CADAFE	**27,08**	**16,74**	**8,19**	**(4,78)**	**12,03**	**15,48**	**(8,38)**
CADAFE[18]	35,94	47,11	41,69	(0,18)			(8,38)
CADELA	(5,21)	(10,94)	(16,43)	2,38	8,17	20,78	(10,52)
ELEOCCIDENTE	21,21	(9,11)	(30,48)	2,16	18,24	10,99	(7,81)
ELEORIENTE	62,96	66,30	60,00	(3,51)	10,25	15,52	(10,53)
ELECENTRO	9,78	(10,89)	(26,22)	(5,24)	8,73	13,56	(5,96)
SEMDA	(4,50)	(10,79)	(29,47)	2,91	25,62	18,55	(6,98)
ELECAR	**41,15**	**40,99**	**37,82**	**(18,07)**	**(5,93)**	**(4,36)**	**(11,56)**
ELECAR	46,82	47,96	46,55	(18,12)	(11,65)	(7,81)	(18,22)
CALEV	(1,98)	(12,50)	(12,69)	(18,05)	5,01	(0,45)	(10,00)
ELEGGUA	(4,57)	(31,12)	3,86	(17,52)	(0,35)	5,55	15,31
CALEY	57,21	76,38	25,81	(18,48)	(6,73)	2,11	(2,88)
ENELVEN	**(3,34)**	**(30,62)**	**(5,89)**	**1,76**	**2,62**	**7,33**	**(8,23)**
ENELVEN	(3,64)	(32,15)	(6,28)	4,40	(2,03)	6,63	(9,34)
ENELCO	1,11	1,11	1,11	(6,35)	18,00	9,88	(4,23)

[17] Las empresas del Estado firmaron convenios con el Banco Mundial para mejorar los sistemas de gestión de cobranza. Ver página: http://www.cadafe.gov.ve/ns/noticias.asp?.num=266.

[18] Incluye Desurca y Planta Centro.

Tabla 3.17: Evolución de las variables del sector (Período 2000 al 2006). Crecimiento porcentual.

(2 de 2). Continuación……..

					Categoría de Clientes		
Empresa	**Activo Total**	**Inmovilizado**	**Patrimonio**	**Empleados**	**Residencial**	**Comercial**	**Industrial**
ENELBAR	(10,19)	(29,88)	(12,62)	45,02	27,35	36,36	66,64
ELEVAL	(9,12)	(34,15)	(9,43)	(3,81)	8,74	(0,96)	0,39
SENECA	27,53	(6,01)	27,40	27,94	12,39	17,24	(55,03)
ELEBOL	10,04	(0,75)	(27,57)	0,00	9,28	3,28	14,29
CALIFE	(0,10)	(12,25)	5,13	4,69	102,77	(10,85)	84,75

Fuente: Elaboración propia a partir de:
Estados financieros suministrados por las empresas
Caveinel (2006): *Estadísticas*. Disponible en: www.caveinel.gov.ve

En lo que al activo se refiere, vemos que algo más de la mitad de las empresas han incrementado su volumen de inversiones, mientras que el resto lo ha disminuido. Además, salvo un par de excepciones, las empresas que han incrementado su volumen de inversión lo han hecho en porcentajes muy elevados. En cambio, en aquellos casos en los que la inversión se ha reducido, el porcentaje de reducción ha sido bastante escaso.

Por otra parte, los datos reflejados nos muestran que, en aquellos casos donde se han producido inversiones adicionales, éstas se han destinado mayoritariamente al apartado de bienes de inmovilizado. En sentido inverso, en aquellas empresas en las que se ha producido una disminución del volumen de inversiones, si bien el total de activo no ha disminuido en gran medida, las inversiones en bienes de inmovilizado han mermado considerablemente.

Asimismo, observamos el caso de cuatro empresas en las que, si bien el conjunto del activo ha aumentado, el apartado de bienes de inmovilizado ha disminuido, lo cual implica la no renovación de las instalaciones existentes.

Por otro lado, en lo que a la financiación de las inversiones adicionales se refiere, se observan comportamientos muy dispares. Mientras que en el caso de CADAFE (individual), ELEORIENTE, ELECAR (individual), SENECA y ENELCO las nuevas inversiones se han financiado de manera equilibrada con fondos ajenos y propios, en el caso de ELECENTRO, CALEY y ELEBOL, se han financiado

mayoritariamente con fondos ajenos. Por el contrario, en el caso de EDELCA, observamos justamente el extremo opuesto.

En cuanto a la contratación de personal se refiere, es importante destacar la tendencia existente a disminuir el número de personas contratadas, sobre todo en las empresas que configuran el grupo ELECAR. No obstante, son importantes de destacar los fuertes incrementos que se observan en las plantillas de ENELBAR y SENECA. En el resto de casos, los incrementos de personal son modestos.

Finalmente, en lo que a los clientes atendidos hace referencia, se observa una pérdida generalizada de clientes en el sector industrial, salvo en el caso de las empresas EDELCA, ENELBAR y CALIFE, donde éstos aumentan considerablemente. En ELEGGUA, ELEVAL y ELEBOL también se observan ciertos incrementos de la base de clientes industriales.

Por lo demás, la mayor parte de empresas incrementa su presencia en los sectores residencial y comercial, salvo raras excepciones.

Pasando ahora a las variables de resultado, a continuación, la tabla 3.18 nos muestra las mismas desde una perspectiva internacional.

En principio, evaluaremos la rentabilidad económica de la inversión mediante el rendimiento de los activos con respecto a los beneficios antes de intereses e impuestos. Asimismo, contrastaremos estos activos con los beneficios de explotación, o lo que es lo mismo, los beneficios obtenidos por actividades que tienen relación directa con el mercado eléctrico.

Posteriormente, analizaremos la rentabilidad financiera del sector y las empresas determinando el rendimiento de los fondos propios. Éstos, con relación a los beneficios obtenidos antes de intereses e impuestos, después de impuestos y con referencia a los beneficios de explotación.

Seguidamente, hablaremos sobre el margen comercial, determinado en función de la relación de los ingresos con respecto a los beneficios antes de intereses y después de impuestos.

Concluidos estos puntos, examinaremos la solidez financiera y, finalmente, observaremos el comportamiento de la productividad, determinada en función de los ingresos obtenidos y utilidad neta respecto a los empleados activos.

Tabla 3.18
Sector eléctrico - Una perspectiva internacional
Variables de resultados (1 de 5)
(2006)

Empresa	País	Rentabilidad Económica		Rentabilidad Financiera			Margen Comercial	Solidez financiera				Productividad	
		BAII / ACTIVO	=BEXPLOT / ACTIVO	BAII / FP	BEXPL / FP	BDI / FP	BAIDI / ING	ACTIVO CIRCULANTE – INVENTARIO / PASIVO CIRCULANTE	INMOV / ACTIVO	FONDOS PROPIOS / ACTIVO	PASIVO /ACTIVO	INGRESOS / EMPLEADOS	BDI / EMPLEAD.
Distrocuyo	Argentina	0,09	0,06	0,10	0,10	0,07	0,20	1,91	0,85	0,84	0,16	152,80	28,91
Edeersa	Argentina	0,04	0,03	0,07	0,06	0,02	0,10	0,53	0,78	0,64	0,36	230,91	8,66
Edemsa	Argentina	-0,02	-0,04	-0,05	-0,05	-0,33	-0,12	0,15	0,87	0,32	0,68	155,35	-48,00
Edenor	Argentina	0,13	0,01	0,16	0,02	0,11	0,24	0,77	0,83	0,79	0,21	248,95	40,63
Transba	Argentina	0,08	0,06	0,08	0,08	0,06	0,26	0,34	0,94	0,96	0,04	231,05	56,64
Transpa	Argentina	0,11	0,06	0,12	0,11	0,08	0,26	1,18	0,76	0,93	0,07	125,53	32,73
EDES	Argentina	0,01	-0,29	0,02	0,04	-0,02	0,01	0,44	0,87	0,56	0,18	108,19	-4,92
EDELAP	Argentina	0,01	-0,18	0,02	0,02	-0,01	0,02	0,68	0,92	0,74	0,06	131,29	-5,23
EEB	Argentina	0,00	-0,02	0,00	0,02	-0,03	0,00	0,13	0,92	0,35	0,29	273,11	-8,41
Promedio	**Argentina**	**0,33**	**0,21**	**0,38**	**0,26**	**0,34**	**0,49**	**0,49**	**0,85**	**0,87**	**0,13**	**39,28**	**17,39**
COBEE	Bolivia	0,10	0,08	0,23	0,20	0,13	0,49	0,34	0,90	0,43	0,57	148,70	44,88
CORANI	Bolivia	0,12	0,06	0,15	0,11	0,11	0,65	0,59	0,66	0,75	0,25	472,88	266,60
CRE	Bolivia	0,05	0,02	0,07	0,04	0,04	0,07	1,55	0,68	0,74	0,26	148,82	9,66
ELECTROPAZ	Bolivia	0,13	0,09	0,25	0,23	0,16	0,14	0,49	0,76	0,52	0,48	262,63	28,30
ELFEC	Bolivia	0,10	0,07	0,17	0,16	0,10	0,13	1,14	0,82	0,59	0,41	179,06	18,47
ELFEO	Bolivia	0,12	0,11	0,30	0,28	0,24	0,12	0,65	0,76	0,40	0,60	57,49	5,53
TDE	Bolivia	0,05	0,06	0,11	0,12	0,07	0,40	2,52	0,88	0,48	0,52	179,58	43,92
Promedio	**Bolivia**	**0,19**	**0,16**	**0,33**	**0,30**	**0,27**	**0,41**	**0,79**	**0,78**	**0,59**	**0,41**	**32,89**	**11,95**
Ceb	Brasil	0,26	0,26	0,36	0,37	0,36	0,31	1,03	0,79	0,71	0,29	155,90	48,10
Cemig	Brasil	0,06	0,06	0,09	0,10	0,08	0,13	0,46	0,80	0,66	0,34	240,45	29,31
Cosern	Brasil	0,26	0,24	0,71	0,71	0,57	0,37	1,26	0,59	0,36	0,64	296,90	93,52

Tabla 3.18: Sector eléctrico, variables de resultados. (2 de 5)……Continuación.

Empresa	País	Rentabilidad Económica		Rentabilidad Financiera			Margen Comercial	Solidez financiera				Productividad	
		BAII / ACTIVO	=BEXPLOT / ACTIVO	BAII / FP	BEXPL / FP	BDI / FP	BAIDI / ING	ACTIVO CIRCULANTE – INVENTARIO / PASIVO CIRCULANTE	INMOV / ACTIVO	FONDOS PROPIOS / ACTIVO	PASIVO /ACTIVO	INGRESOS / EMPLEADOS	BDI / EMPLEADOS
Cpfl	Brasil	0,17	0,15	0,25	0,22	0,16	0,41	2,54	0,30	0,70	0,30	291,52	77,50
Electrosul	Brasil	0,05	0,00	0,06	0,01	0,05	0,25	2,73	0,64	0,82	0,18	114,74	28,39
Furnas	Brasil	0,09	0,09	0,14	0,15	0,05	0,20	1,50	0,83	0,67	0,33	784,48	66,69
Ampla	Brasil	0,35	0,34	0,23	0,23	0,02	0,16	0,15	0,83	0,33	0,67	709,27	9,70
Celtins	Brasil	1,65	1,61	0,06	0,12	0,08	0,11	0,24	0,83	0,60	0,40	204,52	30,08
Cemar	Brasil	1,00	0,97	0,39	0,56	0,64	0,22	0,13	0,83	0,30	0,70	320,31	113,41
Cemat	Brasil	0,58	0,57	0,10	0,16	0,08	0,09	0,14	0,83	0,38	0,62	330,41	25,02
Cflo	Brasil	18,53	18,14	0,11	0,19	0,06	0,08	0,12	0,83	0,36	0,64	212,09	9,88
Electropaulo	Brasil	0,12	0,12	0,25	0,63	0,16	0,07	0,16	0,83	0,18	0,82	854,87	38,1
Paranapanema	Brasil	5,71	5,58	0,19	0,14	0,02	0,14	0,11	0,83	0,43	0,57	278,46	4,91
Celpa	Brasil	0,43	0,42	0,09	0,14	0,06	0,11	0,27	0,83	0,37	0,63	228,76	16,08
Caiua	Brasil	3,98	3,90	0,21	0,18	-0,06	0,11	0,09	0,83	0,26	0,74	270,42	-9,10
Promedio	**Brasil**	**0,16**	**0,17**	**0,32**	**0,30**	**0,24**	**0,28**	**0,61**	**0,76**	**0,52**	**0,48**	**31,46**	**7,32**
CONAFE	Chile	0,20	0,08	0,33	0,13	0,21	0,42	0,90	0,40	0,61	0,39	268,79	76,59
ELEMECTRIC	Chile	0,15	0,14	0,37	0,37	0,26	0,25	1,45	0,73	0,41	0,59	198,84	39,43
GUACOLDA	Chile	0,01	0,07	0,03	0,02	-0,14	0,02	0,20	0,92	0,35	0,65	463,61	-86,84
EDELNOR	Chile	-0,01	-0,01	-0,11	-0,25	-0,23	-0,02	1,37	0,92	0,35	0,65	539,54	-43,48
Nortegrande	Chile	0,08	-0,03	0,15	-0,03	0,11	0,30	1,53	0,83	0,55	0,45	85,43	20,93
Chilectra	Chile	0,17	0,09	0,34	0,17	0,34	0,29	1,15	0,34	0,51	0,49	2.149,39	642,75
Promedio	**Chile**	**0,13**	**0,06**	**1,70**	**0,77**	**1,62**	**0,26**	**1,09**	**0,42**	**0,09**	**0,91**	**418,59**	**103,15**
CODENSA	Colombia	0,17	0,10	0,21	0,19	0,14	0,25	1,10	0,72	0,80	0,20	754,80	174,14
EEPPM	Colombia	0,08	0,05	0,10	0,07	0,08	0,24	1,47	0,60	0,78	0,22	182,04	34,57
EPSA	Colombia	0,08	0,07	0,11	0,10	0,06	0,42	0,35	0,57	0,71	0,29	214,60	49,78
ESSA	Colombia	0,03	0,04	0,03	0,05	0,03	0,09	4,76	0,69	0,81	0,19	103,06	7,19
ISA	Colombia	0,06	0,04	0,14	0,11	0,04	0,41	1,38	0,47	0,47	0,53	134,41	17,48

Tabla 3.18: Sector eléctrico, variables de resultados. (3 de 5)……Continuación.

Empresa		Rentabilidad Económica		Rentabilidad Financiera			Margen Comercial	Solidez financiera				Productividad	
	PAIS	BAII / ACTIVO	=BEXPLOT/ ACTIVO	BAII / FP	BEXPL / FP	BDI / FP	BAIDI / ING	ACTIVO CIRCULANTE – INVENTARIO / PASIVO CIRCULANTE	INMOV / ACTIVO	FONDOS PROPIOS / ACTIVO	PASIVO/ ACTIVO	INGRESOS / EMPLEADOS	BDI / EMPLEADOS
Termotasajero	Colombia	0,05	0,06	0,06	0,07	0,02	0,09	1,31	0,11	0,99	0,01	377,89	19,64
Enertolima	Colombia	0,03	0,05	0,11	0,30	-0,10	0,01	1,06	0,73	0,23	0,77	1.206,55	-38,53
Promedio	**Colombia**	**0,11**	**0,06**	**0,14**	**0,12**	**0,07**	**0,25**	**1,12**	**0,58**	**0,77**	**0,23**	**40,25**	**6,67**
EEACA	Ecuador	-0,03	-0,05	-0,04	-0,06	-0,04	-0,11	1,04	0,85	0,90	0,10	25,53	-2,85
EEASA	Ecuador	-0,19	-0,08	-0,25	-0,11	-0,26	-0,41	0,41	0,79	0,74	0,26	41,74	-17,30
EERSSA	Ecuador	-0,06	-0,07	-0,41	-0,48	-0,43	-0,30	0,58	0,77	0,14	0,86	21,78	-6,74
EMELRIOS	Ecuador	-0,22	-0,28	-0,37	-0,48	-0,37	-0,41	0,71	0,64	0,59	0,41	29,00	-12,06
EEQUITO	Ecuador	-0,10	-0,11	-0,22	-0,23	-0,25	-0,16	0,35	0,51	0,47	0,53	187,30	-33,37
CENTROSUR	Ecuador	0,04	0,03	0,04	0,04	0,04	0,07	0,96	0,77	0,79	0,21	134,90	10,08
Promedio	**Ecuador**	**-0,07**	**-0,08**	**-0,17**	**-0,17**	**-0,19**	**-0,13**	**0,47**	**0,61**	**0,43**	**0,57**	**19,49**	**-2,88**
ELECTROCENTRO	Perú	0,01	0,02	0,01	0,02	0,00	0,05	1,86	0,92	0,92	0,08	78,47	1,41
ETESUR	Perú	0,46	0,44	0,50	0,48	0,50	0,85	10,47	0,77	0,93	0,07	433,09	368,87
HIDRANDINA	Perú	-0,01	-0,02	-0,01	-0,02	0,00	-0,01	0,48	0,86	0,85	0,15	184,02	0,19
LDS	Perú	0,14	0,09	0,35	0,22	0,19	0,14	1,12	0,82	0,40	0,60	709,20	84,53
ELECTROPERU	Perú	0,04	0,04	0,07	0,07	0,07	0,13	1,17	0,87	0,53	0,47	1,93	0,24
ELECTROANDES	Perú	0,03	0,03	0,09	0,09	0,02	0,19	1,12	0,82	0,40	0,60	26,95	2,62
Promedio	**Perú**	**0,13**	**0,04**	**0,21**	**0,07**	**0,06**	**0,10**	**1,19**	**0,84**	**0,59**	**0,41**	**42,12**	**3,31**
Cnfl	Costa Rica	0,04	0,03	0,06	0,04	0,03	0,07	0,96	0,88	0,68	0,32	149,24	4,97
Promedio	**Costa Rica**	**0,04**	**0,03**	**0,06**	**0,04**	**0,03**	**0,07**	**0,96**	**0,88**	**0,68**	**0,32**	**149,24**	**4,97**
Aes	El Salvador	0,11	0,09	0,35	0,30	0,14	0,13	1,15	0,45	0,30	0,70	446,98	26,84
Promedio	**El Salvador**	**0,11**	**0,09**	**0,35**	**0,30**	**0,14**	**0,13**	**1,15**	**0,45**	**0,30**	**0,70**	**446,98**	**26,84**
EDELCA	Venezuela	0,05	0,04	0,06	0,04	0,04	0,26	1,84	0,79	0,85	0,15	253,53	64,89

Tabla 3.18: Sector eléctrico, variables de resultados. (4 de 5)……Continuación.

Empresa	País	Rentabilidad Económica		Rentabilidad Financiera			Margen Comercial	Solidez financiera				Productividad	
		BAII / ACTIVO	=BEXPLOT / ACTIVO	BAII / FP	BEXPL / FP	BDI / FP	BAIDI / ING	ACTIVO CIRCULANTE – INVENTARIO / PASIVO CIRCULANTE	INMOV / ACTIVO	FONDOS PROPIOS / ACTIVO	PASIVO /ACTIVO	INGRESOS / EMPLEADOS	BDI / EMPLEADOS
CADAFE	Venezuela	**-0,03**	**-0,03**	**-0,08**	**-0,08**	**-0,14**	**-0,55**	**0,95**	**0,46**	**0,38**	**0,62**	**60,54**	**-33,47**
DESURCA - PLANTA CENTRO	Venezuela	-0,01	-0,01	-0,04	-0,04	-0,10	-0,60	1,15	0,37	0,33	0,67	107,24	-64,17
CADELA	Venezuela	-0,04	-0,04	-0,07	-0,07	-0,12	-0,55	0,49	0,73	0,58	0,42	31,74	-17,55
ELEOCCIDENTE	Venezuela	-0,10	-0,10	-0,26	-0,26	-0,35	-0,66	0,58	0,59	0,37	0,63	52,60	-34,57
ELEORIENTE	Venezuela	-0,06	-0,06	-0,15	-0,15	-0,17	-0,37	0,74	0,53	0,41	0,59	59,00	-21,68
ELECENTRO	Venezuela	-0,04	-0,04	-0,08	-0,08	-0,14	-0,43	0,60	0,67	0,51	0,49	44,99	-19,32
SEMDA	Venezuela	-0,06	-0,06	-0,17	-0,17	-0,32	-0,88	0,51	0,67	0,36	0,64	55,98	-49,14
ELECAR	Venezuela	**0,02**	**0,02**	**0,02**	**0,02**	**-0,01**	**-0,03**	**1,19**	**0,59**	**0,66**	**0,34**	**275,63**	**-7,59**
ELECAR	Venezuela	0,01	0,01	0,02	0,02	0,00	-0,01	1,09	0,59	0,64	0,36	488,72	-4,44
CALEV	Venezuela	0,10	0,11	0,13	0,13	-0,02	-0,01	2,60	0,56	0,79	0,21	525,17	-4,77
ELEGGUA	Venezuela	-0,03	-0,03	-0,03	-0,04	-0,04	-0,06	0,88	0,64	0,78	0,22	107,28	-6,31
CALEY	Venezuela	0,09	0,09	0,22	0,22	0,09	0,06	0,61	0,56	0,43	0,57	57,50	3,18
ENELVEN	Venezuela	**-0,15**	**-0,15**	**-0,20**	**-0,20**	**-0,21**	**-0,33**	**0,71**	**0,67**	**0,73**	**0,27**	**145,79**	**-47,99**
ENELVEN	Venezuela	-0,08	-0,08	-0,10	-0,10	-0,12	-0,23	0,85	0,74	0,80	0,20	139,22	-32,18
ENELCO	Venezuela	-0,49	-0,49	-1,79	-1,79	-2,03	-0,23	0,59	0,21	0,28	0,72	475,47	-109,90
ENELBAR	Venezuela	-0,12	-0,12	-0,17	-0,17	-0,21	-0,47	0,46	0,61	0,70	0,30	40,18	-18,87
ELEVAL	Venezuela	0,10	0,08	0,15	0,12	0,13	0,10	0,81	0,64	0,67	0,33	176,00	18,36
SENECA	Venezuela	-0,05	-0,05	-0,27	-0,27	-0,38	-0,20	0,78	0,68	0,17	0,83	113,85	-23,22
ELEBOL	Venezuela	0,14	-0,06	0,32	-0,14	0,23	0,30	0,22	0,23	0,45	0,55	213,91	64,73
CALIFE	Venezuela	-0,05	-0,10	-0,23	-0,42	-0,30	-0,11	0,65	0,22	0,23	0,77	46,83	-5,14
Promedio	**Venezuela**	**0,00**	**-0,006**	**-0,008**	**0,000**	**-0,009**	**-0,43**	**1,03**	**0,62**	**0,62**	**0,38**	**8,66**	**-4,88**

Tabla 3.18: Sector eléctrico, variables de resultados. (5 de 5)……Continuación.

Empresa		Rentabilidad Económica		Rentabilidad Financiera			Margen Comercial	Solidez financiera				Productividad	
		BAII / ACTIVO	=BEXPLOT / ACTIVO	BAII / FP	BEXPL / FP	BDI / FP	BAIDI / ING	ACTIVO CIRCULANTE – INVENTARIO / PASIVO CIRCULANTE	INMOV / ACTIVO	FONDOS PROPIOS / ACTIVO	PASIVO /ACTIVO	INGRESOS / EMPLEADOS	BDI / EMPLEADOS
Fenosa	España	0,17	0,18	0,54	0,59	0,29	0,12	0,04	0,82	0,31	0,69	3.065,11	199,05
Iberdrola Generación	España	0,09	0,07	0,18	0,14	0,11	0,26	0,99	0,91	0,50	0,50	1.205,83	277,55
Iberdrola Distribución	España	0,04	0,13	0,08	0,14	0,06	0,05	0,59	0,88	0,46	0,54	856,35	27,07
Endesa Generación	España	0,06	0,06	0,14	0,14	0,09	0,17	0,37	0,74	0,40	0,60	1.015,62	145,57
Endesa Distribución	España	3,13	2,22	36,93	14,69	26,13	0,14	1,46	0,06	0,08	0,92	2.312,61	276,13
Promedio	**España**	**0,18**	**0,10**	**0,42**	**0,24**	**0,31**	**0,21**	**0,32**	**0,82**	**0,43**	**0,57**	**1.644,87**	**294,74**

Fuente: Elaboración propia a partir de:

CIER (2006): Comisión de integración energética regional.
ELECAR(2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.laedc.com
Superintendencia de Pensiones (2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.spvs.gov.bo
Superintendencia de Valores (2006): *Estados Financieros*. Disponible en:, www.supervalores.gov.co
Superintendencia de Compañías del Ecuador (2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.supervias.gov.ec
Superintendencia de Compañías del Ecuador (2006): *Estados Financieros*. Disponible en: www.bvl.com.pe
Bolsa de Valores de Caracas (2006) *Estados Financieros*. Disponible en: www.caracasstock.com

De la tabla precedente, se resalta que el mercado eléctrico argentino, económicamente, es el más rentable de los analizados, seguido de los mercados boliviano y español. Con respecto a las empresas, la compañía CFLO y Paranapanema de Brasil son las que presentan los mejores indicadores. En cambio, el mercado eléctrico venezolano y la empresa ENELCO de Venezuela reflejan las peores ratios económicas.

En lo que corresponde a la rentabilidad financiera, los sectores más rentables siguen siendo el español, argentino y boliviano. Igualmente, las empresas Endesa Distribución, Unión Fenosa de España y Cosem de Brasil muestran los mejores rendimientos financieros, al contrario de lo reflejado por el mercado venezolano y EERSSA de Ecuador, quienes arrojan los índices más deficientes.

En consonancia con lo anterior, observamos que los mejores márgenes comerciales están reflejados en los mercados argentino, boliviano y español y en sus empresas adscritas, como es el caso de CORANI por Bolivia, TRANSBA en Argentina, así como la empresa Iberdrola Generación por España.

En cuanto a los fondos propios con respecto al activo, podemos inferir que en el mercado peruano boliviano y argentino, los recursos financieros provienen de los fondos propios más que de entes externos. Asimismo, entre las empresas que guardan una característica similar a los sectores analizados se encuentran: ELECTROCENTRO del Perú y TRANSPA del mercado argentino.

A propósito de los recursos financieros, observamos que los sectores que obtienen en mayor cuantía financiamiento externo son el chileno y el salvadoreño, y por empresa encontramos a Endesa Distribución de España, además de EERSA de Ecuador y SENECA por Venezuela.

Siguiendo con los resultados obtenidos en la tabla 3.18, complementaremos el estudio de la productividad del sector, ya iniciado con anterioridad. En principio, comenzaremos diciendo que, con relación a los ingresos

obtenidos, el mercado español es el que proporciona mayor productividad por empleado, donde destacan como empresas más productivas Unión Fenosa y Endesa Distribución.

Entretanto, debemos decir que las empresas más productivas en cuanto a sus rendimientos netos son las distribuidoras Endesa e Iberdrola. Caso contrario lo observamos en las empresas ENELCO y SEMDA por Venezuela y por Ecuador la compañía EEQUITO.

Resumiendo la situación del mercado venezolano, podemos decir que, en cuanto a la rentabilidad económica y financiera hace referencia, así como en cuanto al margen comercial concierne, los mejores índices los presentan las empresas ELEBOL, CALEY, ELEVAL y EDELCA. Las tres primeras son empresas privadas que no poseen una alta participación en el mercado eléctrico.

También es cierto que las empresas privadas, salvo ELEGGUA, ELECAR y CALIFE y la empresa del Estado EDELCA son las únicas que presentan beneficios netos sin considerar el financiamiento externo.

En lo que al grado de participación de los fondos propios con respecto a los activos de las empresas hace referencia, las mejores representaciones están en las empresas EDELCA, ENELVEN, CALEV y ELEGUA.

Asimismo, el nivel de endeudamiento es mayor en las empresas CALIFE, ELEBOL y DESURCA – PLANTA CENTRO.

Por último, las empresas más productivas en Venezuela son CALEV, ELECAR, ENELCO, EDELCA y ELEBOL.

III.6 Tendencias de futuro el sector

Es indudable que el sector eléctrico venezolano ha entrado en crisis, como resultado de las dificultades que se han presentado para financiar el servicio y ante el ineficiente manejo de los sistemas de operación y mantenimiento. Estos hechos, sin duda, han afectado negativamente la disponibilidad de centrales eléctricas y la confiabilidad en la calidad del servicio, así como también las posibilidades de adaptarlo a los avances tecnológicos.

Estos aspectos han presionado de tal forma, que se requieren, hoy en día, cambios en cada una de las actividades del sector, los cuales estarán orientados en la siguiente dirección:

- **Desregulación del sector**

La desregulación o separación de las actividades aparece como una de las mejores alternativas, pero elementos tales como la forma en que deben realizarse estos cambios y cuan drásticos deberán ser son aún objeto de múltiples discusiones, que deben ser allanadas a fin de conceptualizar claramente hacia dónde debe dirigirse el nuevo diseño institucional.

Dentro de este marco regulatorio, se clarifica el nuevo rol del Estado como garante de la prestación eficiente del servicio.

- **Mercado Competitivo**

Aun cuando el mercado eléctrico internacional se ha desregularizado en cuanto a tarifas y formas de operar, no se prevé a corto plazo que el Estado venezolano promueva la competencia en las actividades principales del sector eléctrico como medida para conseguir un incremento en las inversiones, mejor calidad de servicio y precios razonables.

Estas actividades las asumirá el Estado, partiendo de la convicción de que el servicio eléctrico no debe ser operado por terceros. Por consiguiente, la tendencia gubernamental está dirigida hacia la estatificación de las empresas eléctricas.

Sin embargo, es claro que las inversiones, aun cuando sean por parte del Estado, deben afrontarse en un ambiente que exige resultados a corto plazo, inyección continua de recursos financieros y respuestas rápidas frente a las cambiantes condiciones de mercado.

- **Crecimiento del sector**

Se tiene previsto extender el servicio eléctrico a las regiones no asistidas (zonas aisladas y económicamente deprimidas, donde no es rentable el mantenimiento del sistema), mediante la ejecución de proyectos por el orden de los 611 millones de dólares. Para ello, se prevé el uso de fuentes alternativas de energía, no utilizadas aún en el país, como la eólica, la biomasa, solar y nuclear [19].

- **Reducción de gases y consumo de electricidad**

En el futuro todas las opciones tecnológicas conocidas serán necesarias, en parte por el creciente incremento del consumo de electricidad y, también, para alcanzar la reducción de combustibles utilizados en el proceso.[20]

- **Precios más bajos y con mayores requisitos ambientales**

El gobierno, como ente regulador, exigirá precios cada vez más bajos, así como también mayores requisitos medioambientales. Este último punto merece ser destacado, por cuanto en Venezuela no se aplican, aunque existen, leyes medioambientales.

- **Inversiones en I + D**

---

[19] Véase el artículo: Caveinel (2005): *xxxix mesa redonda caveinel* en: www.caveinel.gov.org

[20] Generación de energía hídrica, eólica, térmica con impulso en la utilización de desechos no renovables y productos renovables, además de poca utilización de CO2, (llamada en España luz verde).

El mercado eléctrico será cada vez mas exigente en nuevas aplicaciones de eficiencia energética, con bajas emisiones de CO2 y en los necesarios esfuerzos de I +D.

- **En definitiva, un cambio de paradigma**

La industria eléctrica requiere que el mercado esté compuesto por empresas fuertes que funcionen en un ambiente competitivo, bajo reglas de mercado adecuadas, poseyendo los medios de todo tipo necesarios para desarrollarse, creando valor para el accionista y contribuyendo a responder mejor a los desafíos que surjan allí donde se den las adecuadas condiciones de negocio.

III.7 Factores clave de éxito

Para abordar este tema, es necesario considerar un antes y un después de la Ley del Servicio Eléctrico. Es decir, actualmente, el mercado lo componen tanto las empresas públicas como las empresas privadas, donde los factores claves de éxito difieren entre éstas por la incidencia gubernamental. Posteriormente, cuando la ley entre en vigor, estos factores tenderán a ser similares y surgirían, dentro de un mercado competitivo, nuevos factores clave de éxito.

Esta incidencia gubernamental, como verdadero factor de supervivencia en las empresas públicas, es tan alta, que ha permitido mantener las empresas públicas en el mercado con bajos niveles de calidad y con pérdidas acumuladas por años, contradiciendo, inclusive, la normativa legal venezolana cuando las empresas entran en período de quiebra.

Desde luego que las políticas gubernamentales también afectan a las empresas privadas en lo que a las ventas se refiere, por cuanto los precios son regulados por el Estado. Es por ello que las empresas privadas deben reducir sus costes y mejorar sus niveles de calidad, para evitar incidencias sobre la rentabilidad y morosidad en la empresa.

En este sentido, podemos afirmar, en líneas generales, que los factores de supervivencia de las empresas públicas dependen de las políticas gubernamentales y, con respecto a las privadas, son primordiales la calidad del servicio y aquellos factores que coadyuven a una reducción de costes.

Para finalizar, a continuación exponemos, bajo el escenario del marco regulatorio actual y con la entrada en vigor de la nueva ley, los factores clave de éxito que afectan al fin ulterior de las empresas del sector: la rentabilidad y la calidad del servicio.

Tabla 3.19
Factores clave de éxito (1 de 2)

	Situación		
	Marco regulatorio actual (mercado monopólico)		**Entrada en vigencia del nuevo marco regulatorio (mercado competitivo)**
Claves de Éxito	**Empresas públicas**	**Empresas privadas**	**Públicas y privadas**
Factores externos o exógenos			
Tipo de cambio	El tipo de cambio afecta a las empresas públicas y privadas, salvo cuando se trata de exportación de energía, por cuanto la mayoría de insumos se adquieren desde el extranjero y el precio venta se mantendrá regulado.		
Inflación	En Venezuela no se ha conseguido paralizar el crecimiento inflacionario, creando una desventaja competitiva en la cadena de costes.		
Infraestructura	Estos aspectos son moderados en cuanto al transporte y distribución, mas no en cuanto a la generación.		En el futuro, los factores claves de éxito dependerán del crecimiento de las inversiones, con participación de las empresas privadas, además de la producción de energía mediante la cogeneración, autogeneración y productos renovables.
	Fuertes políticas de apoyo (tributarias) a la inversión industrial.		
	Disponibilidad (fuerte) de servicio de apoyo de otras empresas directas e indirectas en el sector.		
Legislación laboral	La contratación colectiva es rígida y no tiene relación con los ingresos.		La contratación colectiva, aun cuando mantiene estándares similares, guarda relación con los ingresos de explotación y BDI. En el futuro, el mercado será flexible en cuanto a la reducción de costes empresariales, seguridad social, entrada/salida de personal y esquemas de movilidad geográfica.
Políticas de instrumentos de apoyo	Las políticas son fuertes en cuanto a convenios con los demás entes del gobierno, para mejorar la calidad del servicio, incrementar la infraestructura y disminuir la morosidad.		
Aspectos estructurales relacionados con las políticas y posicionamiento a mediano y corto plazo			
La dimensión empresarial	Depende del sector de explotación cedido por el Estado.		Depende del sector de explotación cedido por el Estado y de la capacidad de la empresa para mantener cubierto el mercado en su totalidad, con márgenes de calidad aceptables.
La estructura financiera	Son subsidiadas por el Estado en sus niveles de ineficiencia financiera.	Deben operar con márgenes aceptables de rentabilidad, aun cuando sus precios seguirán regulados por el Estado.	
La formación y cualificación del personal	Baja preparación del personal, con mayor énfasis, en el área operativa y de atención al público.	Mediana preparación del personal operativo y de atención al público, así como, en gestión financiera.	El personal debe tener visión a largo plazo y con apoyo y utilización de nuevas tecnologías de información.
Cooperación entre empresas	Es importante para otorgarle confianza y seguridad al sistema eléctrico, inclusive, en importación y ventas internas entre empresas.		

Tabla 3.19
Factores clave de éxito (2 de 2)

	Situación		
	Marco regulatorio actual (mercado monopólico)		**Entrada en vigencia del nuevo marco regulatorio (mercado competitivo)**
Claves de Éxito	**Empresas públicas**	**Empresas privadas**	**Públicas y privadas**
Operatividad diaria			
Mejora y racionalización de las estructuras de comercialización	En la actualidad, esta actividad la efectúa la empresa en porcentajes significativos. En el futuro, se deben fortalecer alianzas estratégicas (outsourcing en cobranza, toma de lectura etc.) donde sea posible, para hacer más eficiente el sector.		
Mejora de la eficiencia de la función de producción.	Se deben efectuar las inversiones necesarias que coadyuven con el mantenimiento del sector con un mínimo de cortes o racionamientos del servicio. Estos vienen perjudicando a las empresas y al usuario del servicio (incremento de la calidad del servicio).		
I+D	No se considera como prioritario en las empresas del sector.		Debe ser prioritario de cara al futuro, en un mercado competitivo donde el Estado y los usuarios exigirán tanto en la calidad como en las políticas medioambientales.
Área de influencia de la empresa	Las empresas del sector son perjudicadas, severamente, por los subsidios cruzados en sectores donde se concentran, mayormente, clientes residenciales. Esto se explica porque el subsidio cruzado se realiza entre estos y los entes oficiales. Sin embargo, son los clientes que mantienen mayor morosidad y, por ende, perjudican el flujo de caja.		Se eliminan los subsidios cruzados aun cuando prosigue la tarifa regulada, con la excepción de que el Estado sufragará el margen no percibido.
Sistemas de información	Las empresas adolecen de sistemas integrales de información y control del servicio.		Esta anomalía es perjudicial en un mercado donde el control es prioritario.
Estrategia comercial coherente[21]	No se considera como prioritario.	Es prioritario como factor determinante para el incremento de la rentabilidad.	
Deficiencias en los aspectos productivos [22]	No se considera prioritario.	Es prioritario como factor determinante para el incremento de la rentabilidad y calidad.	
Política de inversiones sobre bases rentables	El marco regulatorio establece el suministro eléctrico a quien lo necesite, sin considerar el retorno de la inversión. Cuando entre en vigor la nueva ley, el Estado sufragará el perjuicio causado.		

Fuente: **Diseño Propio**

[21] Se refiere a selección de mercados objetivo, segmentación de clientes, bases para la negociación con los canales de distribución, desarrollo e innovación de productos, políticas de venta, etc.

[22] Tales como ciclos de fabricación excesivos, insuficiente utilización de mano de obra, diseño inadecuado de líneas de producción, carencia de planes de mantenimiento.

III.8 Análisis DAFO del sector

En este aparte queremos reflejar estratégicamente el sector eléctrico venezolano, mediante la evaluación de los puntos fuertes y débiles que nos permitan, en segunda instancia, establecer las estrategias emprendedoras en el sector. En este sentido, la tabla 3.20 nos muestra las fortalezas y debilidades del mercado eléctrico venezolano desde un punto de vista interno y, por otro lado, las amenazas y oportunidades desde un punto de vista externo.

Tabla 3.20

Sector eléctrico venezolano

Análisis DAFO del sector (1 de 3)

	Fortalezas	Debilidades
Sector Eléctrico Venezolano	1. Población con acceso pleno a los insumos energéticos (el 80% del país se encuentra electrificado). 2. El sistema interconectado nacional permite gestionar operaciones comerciales, tanto en importación como en exportación, creando una verdadera red de transmisión de energía. 3. El país cuenta con una gran base de recursos renovables [23].	1. No existen campañas medibles y de fuerte impacto que inciten al uso racional y eficiente de la energía. [24] 2. Los medios tecnológicos y de información existentes son ineficientes en cuanto a medición de costes, pérdidas, cobranza, proyecciones del mercado y toma de decisiones efectivas. 3. Aunque el personal es competente, no está cualificado en todas las áreas. 4. Resistencia del personal al cambio operacional, cuestionando la forma de prestar el servicio y lo que el cliente quiere y debe pagar (servicio de alta calidad). 5. Las empresas del sector han avanzado muy poco para adaptarse a un mercado competitivo.

[23] La gran base de recursos renovables que tiene el país permite reducir la vulnerabilidad respecto a las fluctuaciones de costes en las fuentes externas de energía, como el petróleo y sus derivados.

[24] Venezuela es el país de América Latina con mayor consumo por habitante (2.500 kWh/año/hab siendo el promedio de la región 1.400 kWh/año/hab). Al analizar el indicador denominado "intensidad energética", el cual mide la relación entre la electricidad consumida por unidad del Producto Interno Bruto, se encuentra que, en el caso de Venezuela, este índice duplica al de países como Brasil, México, Chile y Colombia. Caveinel (2005): *noticias.* Disponible en: www.caveinel.gov.ve

Tabla 3.20: Sector eléctrico venezolano, análisis DAFO del sector. (2 de 3)..Continuación…

	Fortalezas	Debilidades
Sector Eléctrico Venezolano	4. Las empresas del Estado firmaron convenios con el Banco Mundial para mejorar los sistemas de Gestión de cobranza.[25] 5. Participación de las empresas en proyectos endógenos en coordinación con todos los agentes sociales[26].	6. Dificultad para sanear la cartera en cuanto a morosidad, siendo sus mayores deudores las empresas del Estado. 7. Bajos niveles de inversión para la adecuación y expansión de las redes por parte de algunas empresas .[27] 8. Alto nivel de pérdidas de energía[28]. 9. Hay una fuerte obsolescencia en las redes eléctricas y en los sistemas de medición comercial. 10. Deterioro financiero progresivo que puede reducir la competitividad y desarrollo en el futuro.
	Oportunidades	**Amenazas**
	1. Con la entrada en vigencia de la Ley del Servicio Eléctrico, las empresas eléctricas, bajo la figura de concesiones, deben proporcionar calidad y precios justos en el servicio. 2. Percepción positiva, por parte del Estado, sobre las potencialidades de la empresa y el desarrollo sustentable. 3. Cultura institucional y preocupación del Estado ante la desinversión en el sector. 4. El Gobierno de Venezuela está evaluando el diseño de nuevos principios básicos para la formación y metodologías de ajustes de precios y tarifas.	1. Dependencia de un régimen institucional y tarifario que ofrece pocas posibilidades para desarrollar una acción comercial eficaz. 2. Incertidumbre en cuanto a la modificación planteada en el marco regulatorio, lo cual hace suponer que su aplicabilidad será tardía. 3. No se prevén aumentos tarifarios. Los aumentos seguirán siendo producto de ajustes por costes de combustible e inflacionarios, que discrepan de la realidad del mercado (FAP) y (CACE).[29] 4. La desinversión actual conlleva que las empresas públicas y privadas no garanticen cubrir la demanda energética en calidad y precio. 5. El Estado demuestra ser ineficiente en el sector donde opera. Aún así, no prevé la privatización de empresas eléctricas. 6. No existen políticas en cuanto a la protección del medio ambiente. 7. Mercado monopólico que influye fuertemente en todas sus actividades [30].

[25] Ver página: CADAFE. *Noticias* en: http://www.cadafe.gov.ve/ns/noticias.asp?.num=266.

[26] Los proyectos endógenos desarrollan un sector en términos de producción y vías de comunicación, en fin, tratan de generar tanto empleos directos como indirectos. Esto permite optimizar los recursos de las empresas electrificadoras.

[27] Véase: GERENCIA DE EMPRESAS. *La EDC frente a la crisis* en: http://gerente.com/revistas/gerente/0703/Venezuela/gerente6-0703.html

[28] Siendo este uno de los grandes problemas del sector, al alcanzar niveles del 18,93% a escala nacional, lo cual equivale a toda la generación térmica del país. Para Cadafe, oscila en el 41%.

[29] Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela número 37415 del 03-04-2002. Artículo 22.

[30] La incidencia del mercado monopólico afectó la inversión en infraestructuras, eficiencia económica, precios marginales e innovaciones tecnológicas para reducir costes, prestar un mejor servicio de calidad y, por ende, en la oferta del servicio. De esta manera, la sociedad se encuentra afectada por precios altos y servicio deficiente, redundando en una pérdida general de bienestar.

Tabla 3.20: Sector eléctrico venezolano, análisis DAFO del sector. (3 de 3)….Continuación…

	Oportunidades	Amenazas
Sector Eléctrico Venezolano	5. El crecimiento económico del país se soporta en el desarrollo estratégico del sector eléctrico, orientando la promoción de incrementos de la oferta de energía eléctrica al menor coste posible. Para lograrlo, Venezuela impulsa dos desarrollos estratégicos: por una parte, el establecimiento de un nuevo marco institucional y regulatorio, acorde con la realidad sectorial, y, por la otra, la construcción del proyecto hidroeléctrico de Tocoma. 6. Se prevé por parte del Estado establecer políticas transparentes de subsidios y mejoras en la gestión de las empresas del sector, en particular en la empresa CADAFE. Se prevé también el diseño de estrategias para reducir las pérdidas no técnicas de energía[31]. 7. El gobierno trabaja en la actualidad en un plan de adecuación (recuperación del sector) de los sistemas de generación y transmisión de electricidad, cuyas inversiones inmediatas alcanzan los mil millones de dólares.[32] 8. Principios constitucionales donde todo individuo debe cancelar los servicios públicos.	9. Ante la desinversión en el sistema, se pronostica exceso de la demanda sobre la oferta y una fuerte intervención para regular los precios tarifarios, sobre todo, cuando se aplique el nuevo marco regulatorio. 10. Deformaciones que por décadas nos inculcó la Venezuela rentista, entre ellas, el uso alegre de los recursos como la energía eléctrica. 11. Ausencia de un organismo regulador autónomo (previsto en la nueva ley). 12. El Estado, dentro de sus políticas de compromiso social, mantiene subsidios cruzados en tarifas residenciales y oficiales. Estos últimos son los mayores deudores en el sector.[33]

Fuente: Diseño propio

Estrategias necesarias en el sector eléctrico nacional

El Estado venezolano, para poder enfrentar la crisis sectorial, deberá establecer estrategias que lleven al rescate del sector, las cuales, en términos generales, se resumen a continuación.

---

[31] El Gobierno de Venezuela (GOV) considera que la remuneración de la generación de electricidad prevista en la Ley Orgánica de Servicio Eléctrico (LOSE), mediante la constitución de un mercado mayorista de electricidad, carece de mayor sentido en Venezuela, en donde la capacidad instalada pública constituye más del 70% de la capacidad instalada total en el sector. Consultar página: http://enet.iadb.org/idbdocswebservices/idbdocsinternet/iadbpublicdoc.aspx?docnum=506432.

[32] Para mayor información, consultar: http://www.corpoelec.gob.ve/noticias/corpoelec-marcha-hacia-la-recuperaci%C3%B3n-del-sector-el%C3%A9ctrico-nacional

[33] Este ingrediente dificulta la recuperación económica, pues castiga a la industria y comercio y resta competitividad frente a productos extranjeros ya beneficiados con la devaluación monetaria. Para mayor análisis consultar: http://www.analitica.com/archivo/vam1997.05/doc1.htmFrancisco Aguerrevere.

Tabla 3.21

Estrategias del sector eléctrico venezolano (1 de 2)

Estrategias FO, tienen por objetivo usar las fortalezas para aprovechar las oportunidades (intensivas, competitivas)	**Estrategias DO,** tienen como propósito mejorar las debilidades internas, valiéndose de las oportunidades externas (inversión y tecnología)
• **La reingeniería de procesos y desarrollos tecnológicos (F4: O1, O2).** A los esfuerzos en materia de calidad, se le deben añadir la reingeniería de procesos, complementada con una plataforma integrada de información, que permita un mayor control con una clara orientación a la reducción de costes.[34] "Antes, la preocupación era la calidad, hoy lo son la calidad y los costes".[35] • **Elaborar planes estratégicos (F3, F5: O3, O5, O7)** tanto a corto como a largo plazo, para abordar las necesidades de los usuarios y determinar las necesidades de materiales, equipos y demanda de energía. • **Elaborar planes estratégicos destinados a mejorar la captación de usuarios (F1: O4, O5).** Con el ánimo de incrementar la rentabilidad en el sector y la disminución de pérdidas de energía, las empresas deben aumentar la cantidad de clientes captados. • **Fortalecer convenios internacionales de intercambios de energía (F2: O5, O7).** Estos convenios favorecen, mediante intercambios de energía, las demandas insatisfechas de los usuarios.	• **Establecer metodologías justas relacionadas con tarifas en compra de energía y prestación de servicio (D2: O1, O2).** Establecer un marco regulatorio justo y razonable (relacionado con pliegos tarifarios) contribuirá eficientemente en la proyección de costes e ingresos. • **Aprendiendo a reducir, más aún, nuestros costes (D1, D2, D5, D8: O1, O4, O6)**. Desde hace más de diez años, en empresas como ELECAR, se comenzó con un programa de calidad total que enseñó al personal (desde linieros hasta gerentes ejecutivos) a desarrollar indicadores para "medir" los resultados de su "gestión". Esta circunstancia contribuyó a generar contracciones efectivas en materia de costes[36]. En consecuencia, corresponde retomar estas actividades y aplicarse en todo el sector eléctrico para introducir mejoras en la gestión, particularmente en CADAFE, y en el diseño de estrategias para reducir las pérdidas no técnicas. • **Poner en práctica planes que reduzcan la morosidad (D6: O8).** Se deben crear planes coordinados que controlen el incremento de la morosidad en organismos gubernamentales, como por ejemplo, canje por inversiones y servicios. • **Poner en marcha planes coordinados con los entes gubernamentales para consolidar las inversiones necesarias en el sector (D9: O3, O8).** La Gobernación del Estado y Alcaldías, conjuntamente con la empresa del servicio, deben aglutinar esfuerzos destinados a mejorar la inversión en el sector.

[34] Véase la página: http://www.analitica.com/archivo/vam1997.05/doc1.htmFrancisco Aguerrevere

[35] Véase: GERENCIA DE EMPRESAS. *La EDC frente a la crisis* en: http://gerente.com/revistas/gerente/0703/Venezuela/gerente6-0703.html

[36] Véase: http://www.analitica.com/archivo/vam1997.05/doc1.htmFrancisco Aguerrevere

Tabla 3.21: Matriz DAFO. Estrategias del sector eléctrico venezolano. (2 de 2). Continuación…

Estrategias FO, tienen por objetivo usar las fortalezas para aprovechar las oportunidades (intensivas, competitivas)	**Estrategias DO,** tienen como propósito mejorar las debilidades internas, valiéndose de las oportunidades externas (inversión y tecnología)
	• **Invertir en la calidad del producto y valor añadido (D10, O2, O5, O7)**. En su concepto más amplio, tenemos que ofrecer a los grandes clientes industriales un servicio que se adecue a sus exigencias y con asesoramiento continuo, otorgándole el valor que corresponde para poder competir y ganar en el futuro mercado de generación. • **Establecer planes estratégicos de inversión, con el apoyo del gobierno nacional, para satisfacer tanto a corto como a largo plazo la demanda requerida por los usuarios (A4, A9).** Estos planes servirán para evaluar las inversiones a corto y largo plazo para suplir la demanda requerida.
Estrategias tipo FA, se basan en la utilización de las fortalezas de la institución para evitar o reducir el impacto de las amenazas externas (defensivas).	**Estrategias tipo DA**, tienen como objetivo derrotar las debilidades internas y eludir las amenazas ambientales, lo cual indicaría cambiar por completo la institución.
• **Aprovechar las bonanzas de los recursos existentes para la generación de energía con recursos renovables y residuos de recursos no renovables (F3: A5).** La finalidad es proteger el ambiente e incrementar la cultura del usuario sobre el uso de energía libre de efectos contaminantes. • **Fortalecer el ahorro de energía, (FI, F4: A4)** Hasta tanto no se consoliden los planes de inversión, se deben establecer estrategias destinadas al ahorro de energía para evitar desabastecimientos en el sector.	• **Poner en práctica el nuevo marco regulatorio (O5, O7, A1, A2, A3, A5, A7, A12, D1, D2, D3, D4, D5, D10),** el cual permitirá la apertura de la competencia, además de mejorar las inversiones, tanto públicas como privadas, e incrementar la calidad del servicio. • **Educación a los clientes y personal de la empresa (A10, D1, D3, D4, O6).** Campañas publicitarias destinadas al uso de recursos, creando conciencia en los clientes sobre la necesidad de controlar el uso del servicio y, por ende, el monto de la factura. • **Aprendiendo a hacer las cosas de manera diferente (A5, A10, D7, D3, D4).** Reeducación del personal respecto a la forma en la que prestan el servicio y sobre el diseño de las instalaciones. El esfuerzo se debe centrar en establecer de modo claro y transparente los costes, así como en el análisis y cuestionamiento de los criterios y normas de diseño. Lo que quiere decir que, en la medida en que por esta vía podamos reducir la magnitud de nuestras inversiones, en la misma medida serán menores las exigencias sobre la tarifa para su recuperación.

Fuente: Diseño propio

III.9 Retos que debe afrontar el sector eléctrico venezolano

En este apartado, resumiremos, a groso modo, los desafíos que debe afrontar el sector eléctrico venezolano, tanto a corto como a largo plazo, para afrontar la crisis energética en cuanto a la prestación del servicio. Entre ellos se encuentran:

La entrada en vigor de la ley eléctrica

Se debe definir el ordenamiento jurídico que permita generar un entorno más competitivo y que establezca reglas claras de mantenimiento del sistema.

Déficit en la oferta de energía

- Ampliar la generación eléctrica del país para llevarla de 97.420 gigavatios/hora a 260.000 gigavatios/hora en los próximos veinte años, con el fin de atender un crecimiento de la demanda de energía que en el escenario más alto de expectativas se colocará en un 6.7% anual. Para acometer este plan de desarrollo, se estima una inversión de 23.911 millones de dólares durante el periodo 2006-2024, por lo que paralelamente se está formulando la estrategia de financiamiento necesaria para llevar a cabo los programas previstos en el mismo.
- Reducir en 2800 gigavatios/hora el consumo de electricidad para cubrir faltantes en el sistema interconectado, mediante la colaboración de clientes residenciales, comerciales e industriales.

La innovación como medio para mantenerse en el sector

- La liberación del mercado de clientes implica que debe ser la competencia y la promoción de la eficiencia energética lo que permita captar nuevos clientes, lo que requerirá de una gestión innovadora, así como de nuevas aptitudes para la fidelización y captación de los clientes.
- Con el ánimo de incrementar la productividad de las empresas, éstas deben prestar el servicio en conjunto: gas y electricidad.

- Incrementar la eficiencia energética y la generación de luz verde o exenta de elementos contaminantes.
- Promover la generación con insumos renovables y desechos no renovables.
- Facilitar los medios necesarios para la adquisición de nuevas tecnologías, como por ejemplo, la PLC, que posibilita la transmisión de voz y datos a través de los cables eléctricos.

Mercado eléctrico rentable

- Las fuertes inversiones para cubrir la demanda deben realizarse aminorando, cada vez más, los riesgos por el incremento en costes.
- Se deben reducir los márgenes de pérdida de energía técnica y administrativa en promedios aceptables en el mercado, con la utilización de tecnologías de mantenimiento y diagnóstico, así como también, con el apoyo de software para la vigilancia, control, operación remota, telemedición y control.

CAPITULO IV
LA CONTABILIDAD DE GESTIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO VENEZOLANO

IV.1 Introducción

En este capítulo, resumiremos las prácticas habituales de la Contabilidad de Gestión en el sector eléctrico venezolano, con el firme propósito de evaluar la utilización de sus herramientas en la práctica y determinar las posibles carencias existentes.

IV.2. Elementos que configuran el sistema de información contable para la gestión en el sector eléctrico venezolano

Los elementos que configuran el sistema de información contable para la gestión en el sector eléctrico venezolano son fundamentalmente dos: control presupuestario e indicadores de gestión.

IV.2.1. Control presupuestario

Constituye el principal elemento del sistema de información contable para la gestión en el caso del sector eléctrico venezolano. Sin embargo, antes de proceder a explicar su funcionamiento, debemos mencionar la importancia de los planes operativos y sus características, como input básico en la elaboración del presupuesto.

IV.2.1.1. Plan operativo

El plan operativo no forma parte propiamente dicha del proceso presupuestario, pero constituye el punto de partida para su confección (input informativo básico). De ahí que nos detengamos a comentar sus características principales.

La elaboración y seguimiento de planes operativos constituye una herramienta de gestión con alto grado de desarrollo en las empresas eléctricas venezolanas. El Gobierno de la Nación, a través del Ministerio de Energía y Petróleo, establece cada año las directrices estratégicas que deben guiar el actuar de las empresas eléctricas del país.

A partir de tales directrices, cada empresa debe definir después cómo va a dar respuesta a las mismas y qué actuaciones concretas va a impulsar para ello, designando responsables específicos para cada una de ellas.

Pues bien, el despliegue de estas directrices estratégicas en objetivos y actuaciones concretas, con responsables específicos para cada una de ellas, constituye el plan operativo que cada empresa debe elaborar anualmente.

Para el año 2006, los planes operativos y presupuestos se formularon a partir de las siguientes directrices emanadas del gobierno central:

Primera Parte: Lineamientos que los órganos y entes de la Administración Pública Nacional deberán contemplar para la elaboración del Plan Operativo Anual Nacional y los correspondientes Planes Operativos Institucionales.

Tabla 4.1
Diseño del plan anual e institucional 2006
Directrices para los órganos y entes de la administración pública nacional (1 de 2)

Principales desafíos	**Objetivos estratégicos del Gobierno**	**Objetivos del Plan Operativo Anual e Institucional**	**Datos básicos de proyectos estratégicos**
Profundizar y avanzar en el modelo de desarrollo económico y social endógeno para beneficio de las mayorías nacionales.	o Avanzar en la conformación de la nueva estructura social. o Articular y optimizar la nueva estrategia comunicacional. o Avanzar aceleradamente en la construcción del nuevo modelo democrático de participación popular. o Acelerar la creación de la nueva institucionalidad del Estado. o Desarrollar la nueva estrategia electoral.	o Concretar los objetivos estratégicos del gobierno nacional. o Mejorar la cobertura o calidad de los bienes o servicios demandados por la sociedad.	o **Enunciado breve de fácil comunicación:** Indica a la población el propósito de la acción del gobierno. o **Responsable:** Un Gerente expresamente designado. o **Un objetivo estratégico y específico del proyecto:** Dentro de un marco lógico que coadyuve al logro de los desafíos previstos.

Tabla 4.1: Diseño del plan anual e institucional 2006. *Directrices para los órganos y entes de la Administración Pública Nacional*. (2 de 2). Continuación….

Principales desafíos	Objetivos estratégicos del Gobierno	Objetivos del Plan Operativo Anual e Institucional	Datos básicos de proyectos estratégicos
○ Desarrollar una gestión pública más democrática, coherente, transparente y eficaz ○ Exhibir, con mayor fuerza, los resultados concretos de la acción gubernamental, en el entendido que éstos deben ser mensurables e irrefutables.	○ Acelerar la construcción de un nuevo modelo productivo rumbo a la creación de un nuevo sistema económico. ○ Continuar instalando la nueva estructura territorial. ○ Profundizar y acelerar la conformación de la nueva estrategia militar nacional. ○ Seguir impulsando el nuevo sistema internacional multipolar.	○ Avanzar en los proyectos del desarrollo nacional que se inscriben en las Líneas Generales del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2001-2007. ○ Avanzar en los proyectos que garantizan la continuidad de las transformaciones sociales, económicas, territoriales y políticas expresadas en la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, en el marco del nuevo momento estratégico que vive el país.	○ **Indicadores objetivamente verificables:** Situación actual del problema. Situación esperada al finalizar el proyecto. ○ **Resultados del proyecto:** Bienes o servicios que se entregan con la materialización del proyecto. ○ **Estimaciones financieras del proyecto:** Estimado de recursos financieros. ○ **Acciones especificas del proyecto:** Obligaciones del proyecto, con indicación de sus metas físicas y financieras desagregadas por fuente, partidas y criterios territoriales.

Fuente: Diseño Propio a partir de: Diseño POA (2006). Disponible en: http://www.mpd.gob.ve/poan2005/line_poan_2006.pdf ; www.mpd.gob.ve/poan2005/pres_line_poan_2006.pdf

El Ministerio de Planificación y Desarrollo, MPD, como ente del Estado, formula los lineamientos necesarios para la preparación del Plan Anual e Institucional del Estado. Dicho plan debe entregarse a la Asamblea Nacional para su aprobación antes del 15-10 de cada año (Art. 10 y 38 de la ley Orgánica de Administración Financiera y 38 de la Ley de Presupuesto). Sin embargo, en lo que al mercado eléctrico se refiere, estos lineamientos deben programarse previa consulta del Ministerio de Energía y Petróleo.

En este sentido, para el año 2006, se precisaron dos desafíos a cumplir: El desarrollo y continuidad de proyectos endógenos y, por otro lado, una gestión pública más democrática, coherente, transparente y eficaz. [37]

---

[37] Según Sergio Boisier, los núcleos de desarrollo endógeno son "iniciativas productivas que emergen del interior de un territorio, sector económico o empresa, para aprovechar las capacidades,

Para cumplir con estos fines, el Estado pone en marcha un plan estratégico donde los entes públicos contribuyen, a través de su gestión operativa, al logro del mismo. Este plan estratégico lo conforman, entre otras cosas, las directrices generales hacia donde tiene que dirigirse la gestión de los organismos públicos, incluyendo las empresas que prestan el servicio de energía eléctrica.

Para el año 2006, se formularon 10 objetivos estratégicos cuya consecución permitirá el logro de los desafíos mencionados. En este orden, partiendo de la base de estos objetivos estratégicos, los entes gubernamentales consolidan el plan operativo de acción individual y, paralelamente, proyectan el presupuesto de gastos corrientes e inversiones en todas sus fases: objetivos, proyectos y actividades.

Por último, para determinar el coste del Plan Anual de la Nación y unificar y medir el avance del plan operativo individual de cada ente, el Estado, dentro de sus directrices, imparte los lineamientos necesarios para su formulación: Relación con el objetivo estratégico, responsable, objetivo estratégico específico, indicadores de medición, recursos financieros, actividades, metas, criterios etc. (Martínez y Milla, 1999: 16)[38].

Segunda Parte: Aspectos principales que las empresas que prestan el servicio de electricidad, públicas y privadas, deberán contemplar para la elaboración del Plan Operativo Anual y los correspondientes Planes Operativos Institucionales.

---

potencialidades y habilidades propias, con el fin de desarrollar proyectos económicos, sociales, ambientales, territoriales y tecnológicos que permitan edificar una economía más humana, para una nueva vida económica del país″. En otras palabras, el desarrollo de un territorio debe ser el resultado de esfuerzos endógenos. Disponible en: http://www.mhv.gob.ve/habitat/pag/endogen.php

[38] Daniel Martínez y Artemio Milla proponen una metodología similar en la formulación presupuestaria de las organizaciones. A partir de un objetivo estratégico, detallan los objetivos generales y específicos y, además, los recursos necesarios, responsables y el tiempo estipulado para su conclusión.

Si bien es cierto que el Estado imparte los lineamientos para los entes gubernamentales, es importante aclarar que, en materia energética, por ser un bien estatal, las empresas con carácter privado deben obedecer de igual forma los mismos.[39]

En este sentido, corresponde al Ministerio de Industrias Ligeras y Comercio: formular, regular y ejecutar políticas, planes y proyectos orientados a desarrollar la formación de capital nacional para la integración de la industria energética, en coordinación con el Ministerio de Energía y Petróleo.

Estas actuaciones se encuentran reguladas, para todos los agentes intervinientes, en la Ley del Servicio Eléctrico, con respecto a las actividades principales que de este mercado se derivan: generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía.

La mencionada Ley también señala en su articulado que los entes involucrados en la prestación de este servicio están obligados a suministrar la información que requiera el Ministerio de Energía y Petróleo para la formulación, control y desarrollo del plan del servicio eléctrico nacional.[40]

En función de lo descrito, las empresas del servicio eléctrico, bien sean públicas o privadas, deben formalizar ante el Ministerio de Energía y Petróleo el plan operativo y la información necesaria requerida por éste, para la formulación, control y desarrollo del plan del servicio eléctrico nacional.

Con mayor grado de detalle, el contenido de un plan operativo es el siguiente:

1. Directriz estratégica

1.1 Responsable

1.2 Objetivo estratégico

1.2.1 Objetivo general

---

[39] Profundizar el tema en: Competencias del Ministerio de Industrias Ligeras y Comercio, numeral 1 y 2. Disponible en (2008): http://www.milco.gob.ve/pagina/index.php?option=com_content&task=view&id=45&Itemid=62

[40] Ver también: Ley del Servicio Eléctrico: Artículos 1, 9, 13 y Reglamento de la Ley: Artículos 6, 7, 8 y 17 en sus numerales 7 y 18.

1.2.1.1 Indicador verificable

1.2.1.1.1 Medios de verificación

1.2.1.2 Objetivo específico

1.2.1.2.1 Indicador verificable

1.2.1.2.1.1 Medios de verificación

1.2.1.3 Proyectos o productos

1.2.1.3.1 Indicador verificable

1.2.1.3.1.1 Medios de verificación

1.2.2 Monto asignado presupuestariamente

1.2.2.1 Indicador verificable

1.2.2.1.1 Medios de verificación

1.2.3 Supuestos y autorizaciones

1.2.4 Cronograma de actividades

Finalizado el ejercicio económico, el Ministerio de Energía y Petróleo evalúa en qué medida las empresas eléctricas han contribuido al desarrollo de las directrices estratégicas previamente establecidas, a través del análisis del grado de cumplimiento de los planes operativos elaborados por cada una de ellas.

De ahí que tales planes operativos constituyan una herramienta crítica de gestión en las empresas eléctricas venezolanas, ya que, como decimos, es a través de ellos que el gobierno evalúa su actuar.

Seguidamente, a modo de ejemplo en cuanto a la manera en cómo se elabora un plan operativo, presentamos el despliegue de una directriz estratégica concreta en el caso de una empresa eléctrica.

Inicialmente, debemos presentar, a manera de resumen, el consolidado general del plan operativo a seguir. En este orden, y partiendo de una directriz estratégica, en la tabla 4.2, observamos la relación existente entre ésta y las demás variables de gestión, incluyendo los recursos monetarios necesarios para el cumplimiento de los objetivos planteados.

Tabla 4.2

Resumen consolidado del plan operativo

(Ejemplo práctico en el caso de una empresa de servicio eléctrico)

CASA MATRIZ / EMPRESA FILIAL	**CADELA**
UNIDAD RESPONSABLE DE CONSOLIDAR	**DIRECCIÓN DE FINANZAS**
DIRECTRIZ ESTRATÉGICA	**RECUPERAR FINANCIERAMENTE LA EMPRESA**
OBJETIVOS ESTRATÉGICOS	**EVALUAR Y GESTIONAR ANTE LOS ORGANISMOS COMPETENTES LA OBTENCIÓN DE RECURSOS FINANCIEROS A TRAVÉS DE LA LEY ESPECIAL DE ENDEUDAMIENTO Y OTRAS FUENTES EXTERNAS DE FINANCIAMIENTO DISPONIBLES PARA EL SECTOR ELÉCTRICO.**
	GARANTIZAR LA OPERACIÓN FINANCIERA EFICIENTE DE LA EMPRESA POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE PAGOS A PROVEEDORES Y CONTRATISTAS

UNIDAD EJECUTORA	OBJETIVO GENERAL	INDICADORES VERIFICABLES OBJETIVAMENTE	PROYECTOS O PRODUCTOS	MONTO GLOBAL (MMBs.)	SUPUESTOS
DIRECCIÓN DE FINANZAS - GERENCIA DE FINANZAS	PROPICIAR NUEVAS FUENTES DE FINANCIAMIENTO PARA EL DESARROLLO DE LOS PLANES DE INVERSIÓN EN PARQUE AUTOMOTOR.	TOTAL BOLÍVARES (Bs.) FINANCIADOS	VEHÍCULOS OBTENIDOS A TRAVÉS DE ARRENDAMIENTO FINANCIERO	129,20	AUTORIZACIÓN DE CADAFE PARA REALIZAR LA NEGOCIACIÓN
					APROBACIÓN DEL FINANCIAMIENTO POR PARTE DE LA ENTIDAD BANCARIA.
	PROPICIAR ALTERNATIVAS DE FINANCIAMIENTO QUE PERMITAN EL PAGO OPORTUNO A PROVEEDORES Y CONTRATISTAS	TOTAL DE ALTERNATIVAS DE FINANCIAMIENTO LOGRADAS / TOTAL DE ALTERNATIVAS DE FINANCIAMIENTO PLANTEADAS	CRÉDITOS OTORGADOS	3,50	AUTORIZACIÓN DE CADAFE PARA REALIZAR LA NEGOCIACIÓN
					ABROBACIÓN POR PARTE DE LA BANCA
					CESIÓN DEL DOCUMENTO

Fuente: CADELA (2006). Datos Consolidados.

A través de la tabla 4.2, apreciamos cuatro elementos base para comenzar con el diseño del plan operativo, entre ellos: La empresa eléctrica donde se desarrollará y la responsable de la gestión operativa; asimismo, la directriz formulada en el plan de la nación y los objetivos estratégicos correlacionados con ésta.

Seguidamente, se refleja el responsable directo de la acción y los objetivos generales formulados para alcanzar el objetivo estratégico.

Una vez que se han formulado los objetivos generales, se procede con la descripción del indicador requerido para valorar el avance de los objetivos: monto en bolívares a financiar y relación de alternativas de financiamiento concretadas con respecto a las planificadas.

Las columnas siguientes informan sobre lo relacionado con los proyectos o productos alcanzables y la inversión por cada uno de ellos y, finalmente, se describen las actividades medulares, necesarias para alcanzar los proyectos planificados.

Este resumen, así planteado, proporciona una visión general de lo que se busca o se quiere. Sin embargo, se hace necesario detallar los objetivos generales en específicos y el alcance de estos últimos en forma tal que permita valuar sus posibles desviaciones.

La tabla siguiente nos proporciona la respuesta a lo citado en el párrafo precedente y permite adoptar un estilo estratégico de gestión, así como de control permanente de la evolución de la empresa, adaptándola, en lo posible, a un funcionamiento adecuado y necesario (Amat et. al., 2002:13)

Tabla 4.3

Resumen consolidado del plan operativo

CASA MATRIZ / EMPRESA FILIAL	CADAFE / CADELA
UNIDAD EJECUTORA	DIRECCIÓN DE FINANZAS - GERENCIA DE FINANZAS
DIRECTRIZ ESTRATÉGICA	RECUPERAR FINANCIERAMENTE LA EMPRESA
OBJETIVO ESTRATÉGICO	EVALUAR Y GESTIONAR ANTE LOS ORGANISMOS COMPETENTES LA OBTENCIÓN DE RECURSOS FINANCIEROS A TRAVÉS DE LA LEY ESPECIAL DE ENDEUDAMIENTO Y OTRAS FUENTES EXTERNAS DE FINANCIAMIENTO DISPONIBLES PARA EL SECTOR ELÉCTRICO.

	ENUNCIADO	**INDICADORES VERIFICABLES OBJETIVAMENTE**	**MEDIOS DE VERIFICACIÓN**	**SUPUESTOS**
OBJETIVO GENERAL	PROPICIAR NUEVAS FUENTES DE FINANCIAMIENTO PARA EL DESARROLLO DE LOS PLANES DE INVERSIÓN EN EL PARQUE AUTOMOTOR.	TOTAL Bs. FINANCIADOS	DOCUMENTOS RECIBIDOS DE CADAFE Y CONSULTORÍA JURIDICA DE LAS PAUTAS DE APROBACIÓN DE FINANCIAMIENTO	AUTORIZACIÓN DE CADAFE PARA REALIZAR LA NEGOCIACIÓN
OBJETIVO ESPECÍFICO	OBTENER LOS VEHÍCULOS NECESARIOS BAJO LA MODALIDAD DE ARRENDAMIENTO FINANCIERO	CANTIDAD DE VEHÍCULOS ARRENDADOS PARA LAS ZONAS TÁCHIRA, MÉRIDA, BARINAS Y TRUJILLO	CONTRATOS DE ARRENDAMIENTOS	APROBACIÓN DEL FINANCIAMIENTO POR PARTE DE LA ENTIDAD BANCARIA.
PROYECTOS O PRODUCTOS	VEHÍCULOS OBTENIDOS A TRAVÉS DE ARRENDAMIENTO FINANCIERO	TOTAL DE VEHÍCULOS OBTENIDOS A TRAVÉS DE ARRENDAMIENTO FINANCIERO	DOCUMENTOS NOTARIADOS	DISPONIBILIDAD DE RECURSOS FINANCIEROS PARA LA CANCELACIÓN DE CUOTAS
ASIGNACIONES PRESUPUESTARIAS	GRUPO 500	TOTAL DE BS. PAGADOS / TOTAL DE BS. COMPROMETIDOS	REPORTE DE DISPONIBILIDAD PRESUPUESTARIA	APROBACIÓN DEL PRESUPUESTO REQUERIDO

Fuente: CADELA (2006). Datos Consolidados.

Siguiendo con la metodología del marco lógico, se establece en la tabla 4.3 el procedimiento en pro del cumplimiento de los objetivos generales, en la forma que sigue: Primero, observamos la incorporación de los objetivos específicos y las partidas presupuestarias que se afectarán, en correlación con los objetivos generales.

Posteriormente, se incorporan los indicadores de gestión y los medios necesarios para abordar los objetivos, proyectos y partidas presupuestarias previstas inicialmente como variables de afectación de recursos. La última columna se destina a describir los

pasos o actividades medulares para la consecución de lo anterior (autorizaciones, aprobaciones etc).

Ahora bien, no basta con alcanzar un objetivo para ser eficiente, a éste se le debe agregar, aparte del coste necesario, el tiempo utilizado para lograrlo. En este sentido, se hace imprescindible el cronograma de actividades para medir la gestión eficiente en una organización. Su inexistencia implica el incremento de costes o la aparición de costes no previstos.

En la tabla siguiente, para concluir el Plan Operativo, se refleja el cronograma de actividades, que en todo caso sirve para medir el tiempo planificado para la consecución de un objetivo preliminar y el inicio de adicionales. Su engranaje permite aglutinar los objetivos específicos de las diferentes unidades o departamentos y su culminación en el tiempo requerido.

Tabla 4.4

Cronograma de actividades

CASA MATRIZ / EMPRESA FILIAL	CADAFE/CADELA
UNIDAD EJECUTORA	GERENCIA DE FINANZAS
DIRECTRIZ ESTRATÉGICA	RECUPERAR FINANCIERAMENTE LA EMPRESA
OBJETIVO ESTRATÉGICO	EVALUAR Y GESTIONAR ANTE LOS ORGANISMOS COMPETENTES LA OBTENCIÓN DE RECURSOS FINANCIEROS A TRAVÉS DE LA LEY ESPECIAL DE ENDEUDAMIENTO Y OTRAS FUENTES EXTERNAS DE FINANCIAMIENTO DISPONIBLES PARA EL SECTOR ELÉCTRICO.
OBJETIVO GENERAL / ESPECÍFICO	OBTENER LOS VEHÍCULOS NECESARIOS BAJO LA MODALIDAD DE ARRENDAMIENTO FINANCIERO

PROYECTO O PRODUCTO	ACTIVIDADES	DENOMINACIÓN SUBPARTIDA	CRONOGRAMA MENSUAL												IMPUTACIÓN PRESUPUESTARIA (MMBs.)			MONTO GLOBAL (MMBs.)
			E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	N° SP	RECURSOS PROPIOS	FINANCIAMIENTO EXTERNO	
VEHÍCULOS OBTENIDOS A TRAVES DE ARRENDAMIENTO FINANCIERO	OBTENER APROBACIÓN DEL CONTRATO BANCARIO POR PARTE DE LA ENTIDAD	VIÁTICOS Y TRASLADOS DEL PERSONAL EN EL PAÍS													152	3,00		3,00
	SOLICITAR ANTE LA JUNTA DIRECTIVA DE CADELA LA APERTURA DEL PROCESO DE LICITACIÓN SELECTIVA	PAPELERÍA, IMPRESOS Y SUMNISTROS DE OFICINA													246	0,20		0,20
	COORDINAR RECIBIMIENTO PARCIAL DE VEHÍCULOS CON LIBERACIÓN DE PAGOS POR MEDIO DE LA BANCA	VIÁTICOS Y TRASLADOS DEL PERSONAL EN EL PAÍS													152	0,50		1,00
	RECONOCIMIENTO DEL MONTO CAPITALIZABLE	PAPELERÍA, IMPRESOS Y SUMNISTROS DE OFICINA													246	0,50		
	RECONOCIMIENTO DE CARGA FINANCIERA	INTERESES SOBRE PRÉSTAMOS Y FINANCIAMIENTOS													534	125,00		125,00
															152	**3,50**		
														TOTAL SUBPARTIDAS	**246**	**0,70**		**129,20**
															534	**125,00**		

Fuente: CADELA (2006). *Datos Consolidados.*

Partiendo de las actividades o supuestos se procede a la descripción de las subpartidas de gastos medulares que se verán afectadas con estas actividades. Luego, se

programa su consecución en el tiempo y la inversión requerida para ello. En este último punto, se indica si el financiamiento de la actividad es interno, (es decir; si afecta el presupuesto) o por el contrario, proviene de entes externos (por ejemplo, alianzas estratégicas con otras empresas o créditos adicionales provenientes de entes como el Estado, etc).

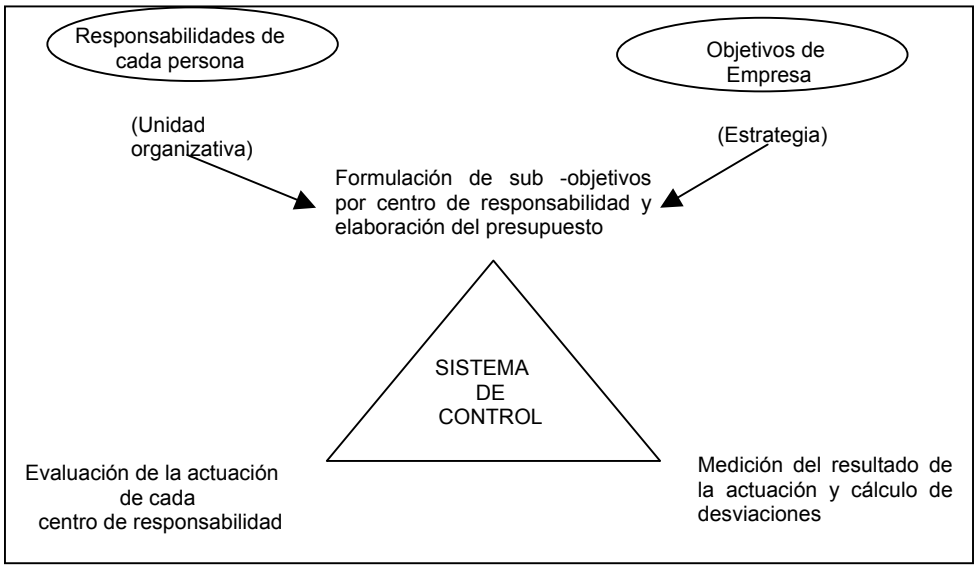
Concluido el Plan Operativo, se inicia el proceso que dará lugar a la obtención del presupuesto de cobros, pagos, amortizaciones y provisiones.

IV.2.1.2. Proceso de obtención del presupuesto de cobros y pagos, amortizaciones y provisiones

Tal y como señalan Amat et. al. (2002), el sistema presupuestario se fundamenta en tres pilares:

- La formulación de diferentes sub-objetivos específicos y cuantificados para cada centro de responsabilidad (en función de los objetivos globales ligados a la estrategia de la empresa y de las responsabilidades de cada persona o departamento en la unidad organizativa).
- La medición del resultado de la actuación de cada directivo y el cálculo de las desviaciones respecto a las previsiones.
- La evaluación de la actuación de cada centro de responsabilidad en el logro de los objetivos.

Figura 4.1
La Contabilidad de Gestión mediante presupuestos



Fuente: Amat, Soldevila y Catelló, 2002: pág. 23.

Así pues, el funcionamiento del proceso de control y, en particular, del control presupuestario, requiere previamente:

- Determinar objetivos globales y elaborar estrategias de empresa.
- Definir de forma clara las responsabilidades de cada persona y departamento.

Todo ello es lo que las empresas del sector eléctrico venezolano explicitan mediante la elaboración de sus planes operativos, ya descritos. Por lo tanto, el siguiente paso consiste en la elaboración de los estados contables previsionales: estado de pérdidas y ganancias, balance de situación y estado de flujos de tesorería.

Sin embargo, en el caso del sector eléctrico venezolano, el sistema presupuestario no contempla la elaboración de un estado de pérdidas y ganancias y un balance de situación previsionales. El único documento de síntesis que se elabora consiste en un resumen de cobros y pagos (más próximo, por lo tanto, a un resumen de flujos de tesorería), con la salvedad de que en dicho resumen de cobros y pagos (resumen presupuestario) se incluye además lo que la empresa debe "ahorrar" durante el ejercicio para poder reponer sus bienes de inmovilizado en el futuro (amortizaciones), así como para poder hacer frente a contingencias diversas (provisiones).

La diferencia entre cobros, por un lado, y pagos, amortizaciones y provisiones, por otro, da lugar a lo que en el sector se conoce como superávit o déficit presupuestario. Una situación de "superávit" indica que los cobros de la empresa superan lo que ésta debe pagar y además ahorrar a lo largo del ejercicio, para garantizar una situación saneada en el futuro. Por el contrario, una situación de déficit sería indicativa de que los cobros de la empresa no son suficientes para hacer frente a sus obligaciones de pago y a los "ahorros" pertinentes en concepto de amortización y provisiones.

En las próximas líneas, resumiremos el proceso a seguir hasta llegar a la obtención del mencionado resumen de cobros, pagos, amortizaciones y provisiones.

Primera parte: Plan de inversiones en instalaciones eléctricas

- **Paso 1** – Recopilación del conjunto de obras que deben acometerse durante el próximo ejercicio (obras de expansión del tendido eléctrico; obras de reparación y mantenimiento de las instalaciones existentes; y construcción de nuevas subestaciones de transformación, principalmente, en sitios donde se requiera amplificar la energía para mejorar los niveles de tensión del sector y, por ende, mejorar la calidad en el servicio).

A comienzo del ejercicio fiscal, se proyectan prioritariamente las obras de electrificación, inicialmente planificadas en el diseño del plan operativo, sobre la base de las necesidades del sector. Este tipo de inversiones se destina a la construcción de nuevas subestaciones y a la expansión o mantenimiento del tendido eléctrico.

Cuando nos referimos a la expansión del servicio eléctrico, estamos hablando de aquellas obras que se ejecutan en zonas donde inicialmente no se disfrutaba del servicio. Para ello, se requiere la construcción de un tendido eléctrico total o el aditamento a uno existente. En todo caso, amerita la colocación de postes, líneas de electrificación, transformadores de corriente, accesorios de instalación etc.

En este orden, tres son los parámetros que definen una obra de expansión: Mayor número de suscriptores, incremento por Kilómetro de la línea de electrificación e incremento de la carga instalada (mayor cantidad en KVA).

Financieramente, estas obras son capitalizables como nuevos activos, dentro del rubro del inmovilizado material.

En lo que respecta al mantenimiento de instalaciones, estas obras se planifican, generalmente, por lo siguiente: fallas continúas en la tensión del servicio eléctrico, pérdidas técnicas de energía y aumento de la capacidad de energía.

La construcción de nuevas subestaciones depende de las necesidades de mantener la continuidad de la energía en un nivel de tensión base y reducir o ampliar la potencia de energía.

- **Paso 2** – Confección del presupuesto de pagos asociado a cada obra, en lo que a compras externas de material se refiere. La parte correspondiente a pagos derivados de personal interno no se considera en este apartado, ya que forma parte del presupuesto global de pagos.

De acuerdo con lo anterior, sólo se presupuesta lo referente al material necesario para la obra. Por lo tanto, en las actividades ejecutadas, se capitalizan tan sólo los costes por materiales utilizados.

En la tabla siguiente, se refleja un ejemplo del material utilizado en una obra realizada con recursos propios.

Tabla 4.5

Plan de inversiones en instalaciones eléctricas
Registro de material de obra
administrada con recursos propios

Salida de Materiales

Fecha: _____/____/_____/ Salida Nro.

Cuenta	subpartida	Descripción del Material	Unidad de Medida	Cantidad	Costo Unitario	Tipo de Material	Costo Total
800	XX	Transformadores de 10 Kva	Unid	2	1.500.000	0	3.000.000
800	XX	Cable Concéntrico 2.0	Mts	180	190	0	34.200
800	XX	Postes de 6 metros	Unid	10	1.000.000	0	10.000.000
800	XX	Lámparas de Alumbrado P.	Unid	10	120.000	0	1.200.000
800	XX	Bombillo de Sodio 400w	Unid	10	50.000	0	500.000
800	XX	Crucetas	Unid	20	20.000	0	400.000
800	XX	Aisladores de Corriente	Unid	30	8.000	0	240.000
800	XX	Herrajes	Unid	10	30.000	0	300.000
800	XX	Conectores	Unid	10	30.000	0	300.000
					TOTAL		**15.974.200**

Material: Nuevo (0) Recuperado (1)

Obra: Expansión de lineas en Baja Tensión del Sector La Guaira. San Cristóbal Táchira

Circuito: San Cristóbal II **Estructura:** Coordinación de Distribución

Retirado por Cuadrilla Nro: **SICPI:** 06-2301-12

Firmas:

Retirado Por:		**Autorizado Por:**	**Entregado Por:**

Fuente: Diseño propio

Se asigna un código contable para cada material, aun cuando no afecte al sistema presupuestario, porque la depreciación se calcula diferente para cada elemento del coste. Por ejemplo, a los transformadores se le asigna una depreciación promedio entre uno a tres años, mientras que los postes tienen asignada una vida útil de 10 años.

El sistema de control presupuestario de inversiones (SICPI) corresponde al número asignado para esta obra, en cuyo caso se debe registrar por 15.974.200 Bs.

- **Segunda parte:** Plan de inversiones en el área comercial.

- **Paso 1 –** Definición del conjunto de proyectos de índole comercial que debe acometer la empresa durante el próximo ejercicio (apertura y obras de mantenimiento o mejora de oficinas comerciales; reducción de morosidad y anomalías; captación de nuevos suscriptores; usos alternativos de la red eléctrica, como por ejemplo, transmisión de datos).

Las obras destinadas al área comercial persiguen, en todo caso, mejorar los niveles de atención al público, incrementar la recaudación y las ventas o promedios de facturación.

En este orden, partiendo de las necesidades de los usuarios, se mejoran o se planifican nuevas sedes: recaudación, atención al público y reclamos, para atender en mejor forma a los usuarios del servicio eléctrico. Por ejemplo, se busca mejorar la recaudación mediante la instalación de nuevas alternativas de pago, como cajeros externos o automáticos. Asimismo, se contempla la construcción de centros de reclamos y adquisición de sedes comerciales adicionales en poblaciones concentradas.

En lo que respecta a la reducción de anomalías, de lo que se trata es de disminuir los errores en lectura. Es el caso que, en el sector eléctrico venezolano, mensualmente se debe tomar lectura a los equipos de medición, para luego facturar el servicio consumido. Esta labor es realizada por trabajadores que reciben el nombre de lectores cobradores. El tiempo destinado para la toma de lectura y el proceso de facturación no permite corregir las anomalías por tomas erróneas, las cuales son subsanadas, en parte, una vez se ha facturado el lote o ciclo de facturación.

Esta metodología provoca el incremento de reclamos por parte de los usuarios, así como de la morosidad, junto con la pérdida de clientes y recursos. Por este motivo, las empresas del sector realizan inversiones destinadas a disminuir este tipo de falla administrativa. Por ejemplo: Adquisición de unidades portátiles (UPL) para la disminución de errores en la toma de lectura, adquisición de software y hardware para el traslado de la información, haciéndola más eficiente, y otras inversiones más cuantiosas y efectivas como la telemetría, la cual traslada los datos de lectura en tiempo real para ser facturados, no requiriéndose el factor humano.

Se reconoce en el sector la existencia de anomalías en consumo, las cuales son generadas por: antigüedad en los equipos de medición instalados y equipos de medición manipulados. En ambos casos, las lecturas reflejadas en estos equipos son erróneas y,

por ende, no reportan el consumo real. Las inversiones destinadas a reducir éstas anomalías se dirigen hacia la sustitución total de los equipos de medición.

Del lado específico del incremento de suscriptores, una de las alternativas usadas en el sector, la cual se fortalece cada vez más, es la construcción de obras bilaterales mediante convenios para la reducción de la morosidad, entre la empresa del sector y los entes públicos[41], además de proyectos destinados a la disminución de pérdidas de energía mediante la adquisición de equipos de medición y acometidas especiales (cables trenzados) para reducir los usuarios ilegales (clientes no activos) del servicio eléctrico.

- **Paso 2 –** Confección del presupuesto de pagos asociado a cada proyecto de acción comercial, solamente en lo que a pagos externos se refiere. La parte correspondiente a pagos derivados de gastos de personal interno no se considera en este apartado, ya que forma parte del presupuesto global de pagos.

En este apartado, lo usual es la instalación inicial o sustitución de equipos de medición con recursos propios. Los demás gastos son planificados en los demás rubros.

[41] En Venezuela, la Ley Municipal insta a las Alcaldías (similar a Ayuntamientos) a velar por la prestación del servicio eléctrico y alumbrado público. Por consiguiente, es usual mantener apartados presupuestarios para la construcción de obras de electrificación. Las empresas de servicio eléctrico, ante la presencia de necesidades en común (alcaldía, empresa y usuario del servicio), convienen en realizar inversiones como parte de pago de la morosidad contraída por la alcaldía.

Tabla 4.6
Plan de inversiones en la actividad de comercialización
Registro de material de obra
administrada con recursos propios

Salida de Materiales

Fecha: _____/____/_____/ Salida Nro.

Cuenta	subpartida	Código	Descripción del Material	Unidad de Medida	Cantidad	Costo Unitario	Tipo de Material	Costo Total
800	XX		Cajas de Seguridad 30*20*50	Unid	18	150.000	0	2.700.000
800	XX		Cable Concéntrico 2.0	Mts	540	190	0	102.600
800	XX		Equipos medición Monofásico, Osaki, Electromecánico.	Unid	10	120.000	0	1.200.000
800	XX		Equipos de medición Osaki, Bifásico, Electromecánico	Unid	4	120.000	0	480.000
800	XX		Equipos de medición Monofásico, Electrónico	Unid	4	160.000	0	640.000
800	XX		Tornillos	Unid	21	20.000	0	420.000
						TOTAL		**5.542.600**

Material: Nuevo (0) Recuperado (1)

Obra: Instalación de equipos de medición (Expansión de líneas en Baja Tensión del Sector La Guaira. San Cristóbal Táchira)

Circuito: San Cristóbal II **Estructura:** Coordinación de Distribución

Retirado por Cuadrilla Nro: **SICPI:** 06-2301-12

Firmas:

Retirado Por:		**Autorizado Por:**	**Entregado Por:**

Fuente: Diseño propio

En lo que respecta a la capitalización del bien como inmovilizado, esta actividad se efectúa siempre y cuando se corresponda con la instalación en obras nuevas. Es decir, no existe la figura de mejoras o reparaciones extraordinarias.

- **Tercera parte:** Presupuesto global de pagos, amortizaciones y provisiones.

- **Paso 1 –** Establecimiento de los parámetros básicos de partida en lo que a pagos corrientes se refiere: inflación; contratación de nuevo personal; nuevas disposiciones legales que afectan a los pagos a realizar; y previsión de pagos no habituales (por ejemplo, alianzas estratégicas con puntos auxiliares de recaudación, comerciales o bancarios, para mejorar los niveles de recaudación y disminución de costes, cuya planificación, a través de los años, no es continua).

Habiendo estimado ya los pagos derivados de inversiones, el presupuesto global de pagos, amortizaciones y provisiones comienza con la estimación de los montantes

correspondientes en concepto de personal: fijo y contratado, para el próximo ejercicio económico.

Tabla 4.7
Parámetros de partida para el área de personal fijo y contratado

Descripción del coste	Monto
Salario mínimo mensual (vigente para el 2006)	Bs 465.000,00
Promedio de Inflación anual	30%
Unidad tributaria proyectada	Bs 33.600,00
Costes generalizados en el sector	
Sueldos y salarios del personal contratado	10% por encima del salario mínimo nacional.
Sueldo del personal fijo	Se proyecta en función del último salario.
Asignación por vivienda	Se prevé sobre la base del 30% del salario del trabajador.
Auxilio de transporte	Se prevé sobre la base de 1.300 Bs. diarios hábiles.
Sueldos extraordinarios	Se contabiliza en función de parámetros de la ley del trabajo (48 horas mensuales por trabajador). Sin embargo, es discreción del departamento el número de horas proyectadas.
Horas diurnas y nocturnas	Se cancela el 75% del salario base hasta la concurrencia de 48 horas mensuales por trabajador.
Bono dominical diurno y nocturno	Se cancela el triple del salario por hora hasta la concurrencia de 12 domingos por trabajador.
Días de descanso y feriados	Se cancela el triple del monto del salario diario (con base a 44 horas mensuales y una guardia por cuadrilla al mes).
Bonificación a trabajadores por consumo de energía eléctrica	Se estiman 800 KWh por el precio promedio de compra y por cada trabajador.
Aporte patronal IVSS	Se estima por departamento en promedios que oscilan en el 10% del salario básico si es administrativo y el 20% cuando se trata de un operario operativo (factor riesgo).
Alimentos y bebidas	Se registra el ticket cesta sobre el 0,30 de la unidad tributaria por día.
Uniformes	Se prevén 3 ó 4 unidades tributarias por trabajador según el sexo.
Aporte de la empresa sobre la Ley de Política Habitacional	Se corresponde con el 1% del salario básico.
Seguros HCM (por trabajador)	Se estima el 10% de la cobertura con base a 50.000.000 Bs.
Seguro de paro forzoso	Se estima en el 1% del salario básico.
Preaviso	Se estima sobre 30 días del salario promedio.

Tabla 4.7: Parámetros de partida para el área de personal fijo y contratado. Continuación……

Descripción del Coste	Monto
Provisión para utilidades	Asciende a 13 días por año por cada trabajador.
Provisión antigüedad	Se estiman 30 días por salario como antigüedad.
Provisión vacaciones	Se estiman 64 días a salario promedio.
Provisión bono vacacional	Se estima con un salario básico.
Costes particulares del sector	
Medicinas	Se estima sobre el promedio del 1% sobre el salario del trabajador.
Exámenes de laboratorio	Se estima sobre el promedio del 1% sobre el salario del trabajador.
Otras prestaciones médico-asistenciales	Se estima sobre el promedio del 1% sobre el salario del trabajador.

Fuente: Diseño propio.

Las remuneraciones se estiman considerando los beneficios contractuales y se ajustan aquéllas con variables de ajustabilidad o inflacionarias. En esta línea, Martínez y Milla (1999:29) afirman que: "El promedio inflacionario de un país es un factor exógeno necesario en la planificación presupuestaria, por ende, debe formar parte de los pasos para elaborar el presupuesto anual".

En Venezuela, por ser un país inflacionario cuyo promedio oscila en un 30% anual, las directrices económicas se proyectan con base a unidades tributarias, las cuales son ajustadas de acuerdo a los índices inflacionarios. Esta metodología permite que las leyes se ajusten automáticamente, con lo que se evita la proliferación de decretos.[42] (Por ejemplo, beneficios económicos como cesta ticket[43]).

---

42 Unidad tributaria (UT) - La unidad tributaria es la medida de valor creada a los efectos tributarios como una medida que permite equiparar y actualizar a la realidad inflacionaria los montos de las bases de imposición, exenciones y sanciones, entre otros, con fundamento en la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC). Para mayor detalle, consultar la página siguiente: http://www.seniat.gov.ve/portal/page?_pageid=62,64462&_dad=portal&_schema=PORTAL

43 Cesta ticket - Este beneficio, que consiste en una comida balanceada, es para aquellos trabajadores cuyos salarios no excedan de tres salarios mínimos, teniendo la facultad el patrono (a su elección) de cumplir con esa comida, bien mediante el establecimiento de un comedor en la empresa, o bien compartiendo otros comedores con otros patronos, o bien mediante la entrega de un ticket o cupón o tarjeta de débito cuyo valor lo establece la ley y oscila entre ¼ y ½ del valor de la unidad tributaria, de manera que siendo el valor de la unidad tributaria actual la cantidad de Bs. 29.400,00 el coste diario del valor de los cesta ticket no puede ser inferior a Bs. 7.350,00 por jornada de trabajo. Disponible: http://www.tecnoiuris.com/derecho/modules.php?name=News&file=article&sid=1130

En los pagos corrientes, también se prevén acuerdos, convenios o alianzas con otros entes, para el incremento de la recaudación y optimización de costes. Por ejemplo: contrataciones con compañías especializadas para el traslado de valores y documentos desde las sedes propias hasta la entidad financiera y con entes de recaudación (bancarios o comerciales), con el propósito de incrementar las alternativas de pagos para los clientes y descongestionar las oficinas comerciales o sedes propias de cobranza.

Los costes se reducen, sobre todo, cuando se trata de convenios bancarios, ya que no se requiere el traslado de valores desde la sede hasta la entidad bancaria ni otros costes adicionales como conteo de dinero, cheques devueltos y otras irregularidades que se generan con esta metodología.

- **Paso 2 –** Elaboración del presupuesto global de pagos, amortizaciones y provisiones.

En relación con la elaboración del presupuesto mencionado, es preciso aclarar dos cuestiones previas: los criterios seguidos en la capitalización de activos y el criterio seguido para la contabilización de los gastos corrientes: criterio de caja, en lugar del criterio de devengo.

Con referencia al primer aspecto (capitalización de activos), las empresas del sector, basadas en el principio de materialidad o importancia relativa[44], contabilizan los bienes muebles como gastos operativos, siempre y cuando no se hayan planificado como inversiones, en cuyo caso, se contabilizarían como inmovilizado material.

La razón de este criterio se fundamenta en el hecho de que las obras de electrificación (ya sean por obras de expansión o mantenimiento) constituyen el activo de mayor relevancia en una empresa de servicio eléctrico, bien sea por su objeto, o por el monto invertido.

---

[44] Para profundizar en los principios contables en Venezuela, consultar la siguiente página: http://www.monografias.com/trabajos10/prico/prico.shtml#pri.

Ahora bien, con respecto a la contabilización de bienes muebles en el sector eléctrico, el monto invertido no se considera relevante o significativo, por cuanto poco o nada afectan relativamente a los activos, pasivos y el patrimonio (en cuanto el resultado de las operaciones).

Sin embargo, es discrecionalidad de la Gerencia establecer el criterio sobre el monto relativo suficiente para la capitalización como activos o del registro como gastos.

En líneas generales, las empresas en Venezuela, por ser un país inflacionario tal y como lo dijimos en párrafos anteriores, utilizan criterios de poca capitalización de activos. Esto se explica debido a que el inmovilizado (sobre todo los activos no depreciables y material del almacén), ante los ajustes por inflación, generan ganancias ficticias o imaginarias que aumentan el pago anual de tributos fiscales.

En este sentido, las empresas han optado por modificar o confeccionar criterios de materialidad para determinar qué constituye un gasto o una inversión. Esto permite, en todo caso, aumentar los gastos normales y disminuir la ganancia realizada (objeto de impuesto). Por consiguiente, disminuye la cancelación de tributos.

Con relación a la segunda cuestión, comenzamos diciendo que el objetivo principal del sector es disponer de los recursos suficientes para cubrir los pagos derivados de los gastos corrientes e inversiones planificados en el plan operativo, de manera que no se distorsionen las políticas proyectadas de expansión. Por lo tanto, lo que interesa es lo que se cobra y lo que se paga, con independencia de cuándo se produce el devengo del ingreso o gasto asociado.

En este sentido, los cobros se miden en función de las metas de recaudación planificadas y los egresos con referencia a la disponibilidad presupuestaria suficiente para atender las obligaciones derivadas del plan operativo.

Tal y como señalábamos al comienzo de este apartado, el presupuesto elaborado podría asemejarse a un estado de tesorería. Sin embargo, al incluir además importes referentes a provisiones y depreciaciones, esto no es cierto.

Tabla 4.8
Ejemplo de presupuesto global de pagos, amortizaciones y provisiones

SP	DESCRIPCIÓN	Presupueso Anterior	Proyectado 2006	Variaciones	%
	SUELDOS PERSONAL FIJOS				
	SALARIOS A OBREROS				
	TOTAL GRUPO (SUELDOS Y SALARIOS)				
	LUBRICANTES PARA PLANTAS				
	GASOIL				
	COMBUSTIBLE VARIOS				
	COMPRA DE ENERGÍA				
	TOTAL GRUPO (PAPELERIA Y COMPRA DE COMBUSTIBLE)				
	ALQUILERES DE EQUIPOS Y BIENES MUEBLES				
	MANTENIMIENTOS DE INMUEBLES				
	TOTAL GASTO DE TERCEROS Y MTTO				
	PROVISIÓN EN CUENTAS INCOBRABLES				
	DEPRECIACIÓN				
	AMORTIZACION DE SOFTWARE				
	TOTAL PROVISIONES Y DEPRECIACIONES				
	INTERESES SOBRE PRESTACIONES S.				
	INT.TEÓRICO PRIMAS DE JUBILACIONES				
	IMPUESTO AL VALOR AGREGADO				
	TOTAL INTERESES E IMPUESTOS				
	MUEBLES EQUIPO DE OFICINA				
	MUEBLES Y ENSERES PARA VIVIENDA				
	TOTAL MUEBLES Y EQUIPOS				
	TOTAL GASTOS				
	OTRAS OBRAS DE TRANSMISIÓN				
	AMPLIACIONES Y MEJORAS DE OBRAS				
	TOTAL OBRAS EN TRANSMISION				
	AMPLIACIONES DE SISTEMAS 34,5 KV				
	CONVERSION DE CIRCUITOS A 13,8 KV				
	OTRAS OBRAS DE DISTRIBUCIÓN				
	TOTAL OBRAS DE DISTRIBUCIÓN				
	CONSTRUCCION E INST.SISTEMAS				
	CONSTRUCCION E INST.SISTEMAS				
	CONST.E INSTAL.DE OTRAS OBRAS				
	TOTAL SISTEMAS INTERCONECTADOS				
	CONSTRUCCIÓN DE EDIF.SEDES				
	CONSTRUCCIÓN DE OFICINAS AUXILIA				
	CONSTRUCCIÓN DE OTRAS OBRAS CIV				
	AMPLIACIONES Y MEJORAS DE OBRAS				
	TOTAL EXPANSION AMPLIACIÓN DE SEDES				
	TOTAL OBRAS DE INVERSIÓN				
	TOTAL GENERAL				

Fuente: Diseño propio.

- **Cuarta parte:** Presupuesto de cobros.

- **Paso 1 –** Estimación de los cobros proyectados de las inversiones comentadas en los puntos anteriores: inversiones por expansión o mantenimiento de la red eléctrica y de índole comercial.

Aun cuando las empresas del sector pueden usar el método de estimación que se adapte o convenga a sus exigencias, es usual utilizar el que se detalla a continuación:

Cuando hablamos de obras de expansión o mantenimiento de la red eléctrica, los cobros proyectados se estiman con un factor de riesgo cercano al 40% en razón de lo siguiente: no todos los clientes son captados y se proyecta la capacidad instalada con base a intervalos de consumo. Por ejemplo, se parte del promedio de consumo del sector y se le agregan otras variables como viviendas atendidas y demanda máxima (la cual no se mantiene en el tiempo).

Aún así, cuando se trata de obras nuevas, se proyecta el 60% de la capacidad instalada en KWh por el promedio de venta, salvo en los casos que se refiera a un segmento de la clientela en particular: residencial, comercial, industrial o agropecuario, en cuyo caso, se proyecta con base al precio estimado del segmento de que se trata.

En cuanto a las obras de mantenimiento, se prevé que los cobros aumentarán por la incapacidad previa del sistema para suministrar la energía requerida por los usuarios, originando lo que se conoce como demanda reprimida. Esta demanda es difícil de estimar. Sin embargo, lo cierto es que, ante un mejoramiento del servicio, el consumo del cliente aumenta. Por ejemplo, incremento en la demanda de equipos electrónicos y electrodomésticos en cuanto a la adquisición y uso de éstos se refiere.

Tabla 4.9
Proyección de cobros

Estimación de cobros

Fecha: _____/____/_____/ Salida Nro.

Cuenta	subpartida	Descripción del Material	Unidad de Medida	Cantidad	Costo Unitario	Tipo de Material	Costo Total
800	XX	Transformadores de 10 Kva	Unid	2	1.500.000	0	3.000.000
					TOTAL		**15.974.200**

Material: Nuevo (0) Recuperado (1)

Obra: Expansión de lineas en Baja Tensión del Sector La Guaira. San Cristóbal Táchira

Circuito: San Cristóbal II **Estructura:** Coordinación de Distribución

Retirado por Cuadrilla Nro: **SICPI:** 06-2301-12

Kva	Kwh	Promedio	Riesgo	Total
20	**20**	Bs 60,00	40%	Bs 720,00
		Cobros por mes		172.800,00
		Cobros Anuales		2.073.600,00
		Rendimiento		12,98%

Firmas:

Retirado Por:		Autorizado Por:	Entregado Por:

Fuente: Diseño Propio

Partiendo del ejemplo comentado en los puntos anteriores y de la base de cálculo de cobros, en la tabla precedente, a manera de ejemplo, reflejamos el rendimiento que proporcionaría la inversión para un período de 12 meses.

Antes de proceder con la forma en cómo se calcularon los cobros estimados, debemos mencionar que existen tres tipos de potencia: Activa (KW), Aparente (KVA) y Reactiva (KVAR).

La relación entre potencia activa y aparente se llama factor de potencia y, el factor de potencia ideal debe ser igual a 1.

En este caso, los Kilowatios (Kw) son iguales a los Kilovoltio amperios (KVA) debido a que el FP = 1 (KW = KVA*FP).

Ahora bien, si disponemos de un transformador de 100 KVA y queremos conectar 100 motores de 1000 V (equivalen a 100 Kw) con un factor de potencia de 0.7, se genera un consumo de energía reactiva y, por tanto, una pérdida de energía activa, con lo cual, se requiere mayor cantidad de carga instalada para suplir la demanda. En este caso, el Kw es mayor que el KVA.

Así pues, partiendo del hecho de que, en el ejemplo citado, se tiene una carga instalada de 20 KVA (2 transformadores de 10 KVA) y un factor de potencia igual a 1, los ingresos se estimarían en la forma que sigue:

El resultado de multiplicar el promedio de venta (incluye todos los segmentos de clientela) y la carga instalada, bajo la misma unidad de medida, arroja como resultado el importe de los ingresos brutos.

Sin embargo, a este importe se le deduce el 40% como factor de riesgo por las razones ya comentadas en puntos anteriores: factor de potencia, energía reprimida y tendencia en el crecimiento del sector. Estas razones obligan a sobreestimar la carga instalada por encima de la demandada.

Una vez calculado el importe del ingreso neto, se multiplica este resultado por la cantidad de meses que estará dispuesta la inversión para generar ingresos.

- **Paso 2 –** Proyección de los cobros totales, con base a parámetros básicos de partida: promedio de cobros por mes, previsiones sobre aumentos en la tarifa eléctrica y cobranza de la morosidad blanda.

Partiendo de la base de lo comentado en el paso anterior y del promedio de cobros en clientes activos y posibles aumentos en la tarifa eléctrica, se prevén las ventas para cada departamento que asuma funciones comerciales, así como para cada segmento de clientela y zona geográfica.

En la previsión de cobros, se hace necesario estudiar el entorno y su impacto sobre los ingresos estimados por mes, en cuanto a: trayectoria histórica de las ventas, del mercado y del posicionamiento de la empresa dentro de aquél. Sin embargo, existen algunas premisas generales a considerar. Por ejemplo:

- Los cobros del primer semestre son mayores que los del segundo semestre.

Este hecho se presenta debido a que, al final del ejercicio, el consumo de energía tiende a incrementarse por festejos navideños y su facturación se consolida durante los primeros meses del año entrante (el consumo causado se factura con 30 ó 60 días de retraso).

- Durante los meses de julio y agosto, y cuando se celebran ferias y similares, tiende a disminuir el consumo de energía.

Ante el disfrute de vacaciones escolares y festejos en sitios concentrados fuera del inmueble, el consumo tiende a disminuir.

- Los aumentos tarifarios incrementan los cobros en menor proporción a lo autorizado.

Los aumentos tarifarios siempre vienen acompañados de incrementos proporcionados en morosidad, lo cual incide sobre los cobros previstos. Por ejemplo: rechazo de los usuarios del aumento de tarifas, al percibir el servicio eléctrico como un servicio social.

- Influencia del macroentorno o entorno global (político, económico) y del microentorno, o entorno específico del sector o de los segmentos en los que opera la empresa (competencia, clientes).

El sector se ve afectado por una serie de aspectos políticos y económicos, comenzando por los pliegos tarifarios regulados por el Estado y siguiendo por medidas sociales que tratan de proteger los colectivos de menores recursos: residencial social.

En este último aparte, el Estado, dentro de sus políticas de responsabilidad social, garantiza la prestación del servicio a cualquier ente sin distinción y prevé los recursos necesarios para lograrlo. Por ejemplo, actualmente se inyectan recursos adicionales mediante las denominadas mesas de energía[45]

Estas mesas de energía, si bien es cierto que proporcionan indirectamente recursos adicionales para la construcción de obras, benefician al sector residencial social o estrato de menores recursos, que es el que menor beneficio proporciona a las organizaciones en cuanto a ingresos, reducción en morosidad y retorno de la inversión.

---

[45] Mesas de energía - Son organizaciones comunitarias que fortalecen las nuevas estructuras de poder popular de la sociedad bolivariana rumbo al socialismo, mediante el ejercicio de la solidaridad, la participación protagónica y la corresponsabilidad social: comunidad, cooperativas, empresas comunitarias de servicios energéticos, empresas de electricidad y gas, instancias de gobierno y demás instituciones del Estado; articulando esfuerzos intra e interinstitucionales, intra e intersectoriales para la prestación y defensa de servicios públicos de electricidad y gas, promoviendo el desarrollo endógeno, la creación de fuentes de empleo, el bienestar social y garantizando el derecho que tienen todos los ciudadanos de contar con un suministro de energía confiable, seguro, solidario, equitativo y de carácter universal. Disponible en: http://www.mem.gob.ve/mesas_energia/index.php

Esquema para la presentación de cobros

1. Cobros por empresa

1.1 Cobros por filial 01

1.1.1 Cobros por localidad A

1.1.1.A. Cobros por oficina comercial

1.1.1.B. Cobros por obras de expansión

1.1.1.C. Cobros por obras de mantenimiento

1.1.1.D. Programa para la reducción de morosidad

1.1.1.E. Programa para cambios de equipos de medición

1.1.1.F. Programa para la reducción de pérdidas administrativas

1.1.2 Cobros por localidad B

1.2 Cobros por filial 02

1.3 Cobros por filial 03

1.4 Cobros por filial 04

1.5 Cobros por filial 05

- **Quinta parte:** Confección del estado provisional de cobros, pagos, amortizaciones y provisiones.

En este apartado, se trata de elaborar un estado resumen donde se reflejen todas las previsiones previamente realizadas en torno a cobros, pagos derivados de inversiones y de gastos corrientes, así como depreciaciones y provisiones.

Este informe debe reflejar, al menos, cifras en equilibrio. Es decir, los cobros deben igualar al menos el monto de los pagos derivados de gastos e inversiones, así como las cantidades estimadas en concepto de amortizaciones y provisiones (es decir, lo que la empresa debe "ahorrar" para reponer sus inmovilizados en el futuro y hacer frente a contingencias diversas). Para ello, se sigue un proceso similar al descrito por Mallo et. al. (2000), que comprende la negociación, consolidación y aprobación presupuestaria, en la forma que se describe a continuación:

- **Negociación con cada centro de responsabilidad o unidad organizativa**

Aunque el presupuesto pueda ser determinado desde arriba, es necesario que se llegue a un acuerdo con cada responsable. Es importante que haya una negociación en la que cada responsable acabe asumiendo y comprometiéndose con el presupuesto y en la cual existan unos objetivos que supongan un nivel de reto que sea alcanzable, pero ambicioso, de manera que se estimulen su logro y evite la desmotivación que supone el que no se puedan alcanzar o principalmente, que no se tenga en cuenta su opinión (Amat et. al., 2002).

Esta actividad la realiza individualmente cada departamento con su personal y luego con la Dirección de Finanzas en la sección presupuestaria, para determinar la coherencia entre los presupuestos de los diferentes departamentos.

- **Consolidación de los diferentes presupuestos por centro de responsabilidad**

A partir de los diferentes presupuestos (por unidad programática o departamento), se realiza la consolidación de los mismos con el objeto de elaborar el presupuesto global de la empresa. El área de finanzas y control presupuestario suele ser la más indicada para su consolidación. A partir de ésta, quizás sea necesario realizar ajustes que supondrían volver a las fases anteriores hasta conseguir el presupuesto global adecuado. En este caso, se debe negociar con cada responsable la conveniencia de introducir las modificaciones pertinentes, teniendo en cuenta las consideraciones realizadas anteriormente.

También es usual realizar reuniones interdepartamentales que permitan dar una visión de conjunto a los distintos responsables.

- **Aprobación del presupuesto consolidado**

La aprobación del presupuesto, ya sea por parte de la dirección de la casa matriz o del consejo de administración, supone la definición del plan de la empresa para el ejercicio, una guía para el comportamiento de cada centro de responsabilidad, un instrumento para evaluar *a posteriori* el resultado de cada centro y la autorización para la realización de los costes e inversiones señalados por el presupuesto (Amat et. al., 2002).

En esta parte, se discute la conformación definitiva del presupuesto con la Dirección General y se evalúa la perfecta coherencia de los montos asignados con respecto al plan operativo de la organización y la estrategia de la empresa. En caso de existir discrepancia entre la estrategia planificada y los montos asignados, se discuten los proyectos que quedan en proceso de ejecución y, de ser necesario, se ajusta nuevamente el presupuesto con base a los proyectos que en definitiva se difieren para el próximo ejercicio económico.

Finalizado el plan, se debate con las unidades o departamentos y se aprueba el presupuesto global de la empresa.

No obstante, lo normal es que una vez aprobado el presupuesto, durante el ejercicio, se produzcan circunstancias que modifiquen sustancialmente las características que han servido para la realización del presupuesto inicial. Por ejemplo: una nueva contratación colectiva, o nuevos beneficios contractuales, devaluación monetaria, escasez de un determinado material (ajuste inflacionario), compra desproporcionada de la energía a precios internacionales, etc.

Dependiendo de la complejidad en el cambio, se hace necesaria la revisión de los presupuestos originales para ajustar los proyectos e, inclusive, de ser necesario, eliminar alguno de ellos. No obstante, el propio sistema presupuestario contempla ajustes *a posteriori* de los presupuestos iniciales sin tener que modificar éstos.

Esta labor permanente de revisión y ajuste la efectúa el área de finanzas y control presupuestario, salvo labores de eliminación de proyectos, donde participa además el departamento involucrado.

Partiendo de la base de lo comentado en los párrafos precedentes y tomando como ejemplo una empresa del sector, a continuación se presenta un estado resumen de cobros, pagos, amortizaciones y provisiones.

Tabla 4.10
Empresa: XXX
Resumen de cobros, pagos, amortizaciones y provisiones
(Un modelo de presentación)
Periodo: 01-01-07 al 31-12-2007

Cobros			
Código/ Grupo	**Descripción**	**Unidad de Medida**	**Monto**
710	Cobros por venta de energía	GVh	.
720	Cobros por ingresos operacionales	GVh	
730	Cobros por ingresos no operacionales	Bs	
Total Cobros			
Pagos por Inversiones y Gastos			
Grupo 100	Gastos de nómina	Bs	
Grupo 200	Papelería y otros	Bs	
Grupo 300	Servicios internos y externos	Bs	
Grupo 400	Gastos estimados (provisión y amortización)	Bs	
Grupo 500	Interés por financiamiento e impuestos	Bs	
Grupo 600	Equipos y programas	Bs	
Grupo 700	Obras en transmisión	Bs	
Grupo 800	Obras de conversión de energía	Bs	
Grupo 900	Construcción y mejoras en inmuebles	Bs	
Superávit o Déficit presupuestario			

Fuente: Diseño propio

En el formato anterior, se observa, en primer lugar, el monto estimado en cobros a percibir durante el ejercicio económico, detallando los procedentes de venta de energía, los relativos a ingresos operacionales derivados de actividades conexas (como por ejemplo, análisis de viabilidad del servicio y venta de cable y reconexiones); y los montos estimados por ingresos no operacionales (esto es, los que no se desprenden del objeto del negocio (por ejemplo; alquiler de postes para el traslado de información).

En un segundo grupo, se reflejan los pagos derivados de gastos corrientes e inversiones por ampliaciones y expansiones. En lo que a las inversiones se refiere, se detalla el tipo de inversión con respecto a su utilidad. Es decir, si éstas se destinan a bienes inmuebles, obras de transmisión, distribución etc.

Es de resaltar que el apartado "400" que recibe la denominación de "gastos estimados" incluye las estimaciones por provisiones y depreciaciones previstas para el ejercicio.

- **Sexta Parte:** Confección de reportes presupuestarios por unidad departamental y subpartida de gastos, donde se indica el monto estimado a ejecutar por éstas, en el período anual establecido.

Partiendo del resumen anterior, se detallan por unidad organizativa[46] los pagos derivados de gastos corrientes e inversiones en la forma que se explica para una partida concreta: "Gastos de personal", en la tabla siguiente:

Tabla 4.11
Empresa: xxxx
Ejecución presupuestaria por unidad organizativa
Periodo: 01-01-07 al 31-12-2007

Unidad Organizativa: xxxxxx Distrito Técnico La Fría

/P	Descripción	Monto aprobado	Traspasos	Monto ajustado	Monto comprometido	Monto ejecutado	Disponible según el compromiso	Disponible según lo ejecutado
111	Sueldo y salarios fijos							
112	Salarios a obreros							
113	Asignación vivienda							
114	Asignación vehículos							
115	Auxilio de transporte							
116	Gastos de representación							
118	Becas y capacitación							
119	Gastos de vida							
131	Sueldos extraordinarios							

Fuente: Diseño propio

[46]Las Unidades Organizativas se refieren tanto a la empresa en su conjunto, como a los diferentes departamentos que forman la misma.

El objeto del presente reporte, en un primer instante, se centra en informar sobre los montos asignados por subpartida de gastos y, posteriormente, controlar la disponibilidad de cada una de éstas.

Con relación al monto aprobado y traspasos, se reflejan en estas columnas las asignaciones iniciales y, luego, el monto modificado, cuya procedencia obedece a traspasos de dinero para cubrir déficits, o imprevistos. Generalmente, se tiene como norma efectuar los traspasos entre subpartidas, salvo en los casos en los que se segregan disponibilidades presupuestarias de una cuenta de inversiones hacia una cuenta de gastos. Esto último afectaría al nivel de crecimiento o expansión de la organización.

El monto comprometido se refiere a la cantidad de dinero causado en una fecha dada, mientras que el monto ejecutado se refiere al monto consumado de los compromisos asumidos en una determinada fecha. Con todo ello entramos, en realidad, en el proceso de ejecución presupuestaria.

Las columnas siguientes reflejan el monto del que aún se puede disponer, según lo comprometido y lo ejecutado. Por ejemplo, se tramita una orden de compra y, por ende, surge un compromiso. La diferencia entre el presupuesto ajustado y este compromiso refleja la disponibilidad según lo comprometido. En el instante en que el proveedor presente la factura y entregue el bien adquirido, se procede al registro de la ejecución del compromiso. Entonces, la diferencia entre el monto ajustado y este monto ejecutado proporciona la disponibilidad según lo ejecutado.

A continuación, la siguiente tabla nos muestra el detalle correspondiente a la misma partida (gastos de personal) pero para la empresa en su conjunto, en lugar de para un departamento específico.

Tabla 4.12

Empresa: xxxxxxx

Ejecución presupuestaria por subpartida: Periodo: 01-01-07 al 31-12-2007

Sub Partida: xxxxxx Sueldos y Salarios Fijos

S/P	Unidad organizacional	Monto aprobado	Traspasos	Monto ajustado	Monto comprometido	Monto ejecutado	Disponible según el compromiso	Disponible según lo ejecutado
20000.000	Junta Directiva							
20010.000	Auditoria Interna							
21000.000	Presidencia							
21010.000	Gcia. Consultoría							
21020.000	Gcia. Recursos Humanos							
21025.100	Unidad de Captación							
21025.200	Unidad de Bienestar Social							
21455.001	Oficina Com. Mérida I							
21455.002	Oficina Com. Mucuchíes							

Fuente: Diseño propio

El objetivo final de este reporte es verificar la disponibilidad presupuestaria por partida de gastos en toda la organización, permitiendo detectar unidades organizativas con disponibilidad suficiente para cubrir las deficiencias presupuestarias en aquellos departamentos que lo requieran.

Para finalizar este apartado de formulación presupuestaria, es de mencionar dos puntos relevantes referidos a las empresas públicas que prestan el servicio eléctrico y que necesariamente deben considerar en esta fase de formulación:

- La posibilidad de tramitar obras de envergadura ante el Ministerio de Finanzas y, con apego a la ley de crédito público, obtener recursos adicionales.

Las empresas públicas del sector, ante la prestación de un servicio considerado como de primera necesidad, pueden optar por presentar ante el Ministerio de Finanzas los proyectos que persigan un bien o beneficio colectivo. Estos proyectos son revisados, analizados y aprobados en la Asamblea Nacional, quien instruye su reflejo o presentación en el Plan Anual de la Nación.

Esta alternativa le permite a las empresas del sector proyectar los cobros y pagos bajo metas alcanzables y realizables, y al mismo tiempo, obedecer con las inversiones necesarias para mejorar la calidad y cantidad del servicio. No obstante, las

inversiones aprobadas bajo esta alternativa siguen formando parte del plan operativo de la empresa y, se reflejan como una inversión financiada con recursos externos.

- El hecho de que el presupuesto confeccionado se tramita ante el Ministerio de Finanzas a través de la Oficina Nacional de Presupuesto (ONAPRE), reflejando, al menos, los cobros, por una parte, y los pagos, amortizaciones y provisiones por otra, en perfecto equilibrio, para su posterior "ejecútese".

IV.2.1.3. Cálculo de las desviaciones

En cuanto al control de las desviaciones presupuestarias, las empresas poseen una normativa interna para evitar la ejecución descontrolada del presupuesto asignado por partida. En todo caso, se realizan los siguientes pasos:

- **Primera Parte:** Control de las desviaciones referentes a pagos en el plan de inversiones eléctricas.

Se pueden presentar dos supuestos en la ejecución de este plan de inversiones:

1) Existen recursos presupuestarios aún disponibles, por cuanto la obra no se ejecutó, o se planificó inicialmente con mayor cantidad de recursos que los necesarios.
2) La inversión requiere mayor cantidad de recursos para ser concluida, debido al registro de aumentos o disminuciones (obras adicionales) que incrementan el monto original del contrato.

En los dos casos, la inversión puede ser cubierta mediante transferencias de recursos hacia la obra que lo requiera. Sin embargo, tal y como se mencionó previamente, se tiene por norma efectuar transacciones únicamente entre inversiones. Es decir, no segregar recursos de inversiones para gastos corrientes.

Al final del ejercicio, es normal reflejar obras en proceso por falta de recursos, en cuyo caso, su conclusión se planifica para el próximo ejercicio económico.

- **Segunda Parte:** Control de las desviaciones en el presupuesto global de pagos.

En general, las ejecuciones presupuestarias son posibles siempre y cuando existan recursos para ello. En este orden, se efectúan cierres mensuales del presupuesto de pagos de gastos e inversiones y se analiza la disponibilidad presupuestaria en las distintas partidas de gasto, con base a los reportes de ejecución comentados previamente.

En caso de adolecer de recursos suficientes para abordar un proyecto, el administrador del presupuesto, es decir, el responsable de la unidad organizativa afectada, efectúa las transferencias necesarias sobre la base de aquellos proyectos que posean excedentes de recursos dentro de la unidad organizativa.

En caso de no ser suficiente con lo anterior, corresponde al área de finanzas evaluar el presupuesto global de la organización para obtener, mediante traspasos entre departamentos, los recursos necesarios para continuar con los proyectos y gastos esenciales de la empresa.

Si con esta segunda opción todavía no es suficiente, se recurre a partidas presupuestarias previsivas: rectificaciones al presupuesto de gastos, o por el contrario, se recurre, en casos extremos, a financiamientos externos o exclusión de proyectos.

Por otro lado, puede suceder que el personal inicialmente adscrito a una unidad organizativa sea trasladado por diferentes motivos a otra unidad. En ese caso, el monto a transferir incluye la totalidad de gastos relacionados con el ganancial del personal trasladado.

En fin, conforme a lo descrito, se registra en el sistema presupuestario los ajustes por aumentos y disminuciones de las partidas afectadas, y se procede con la continuidad de los proyectos.

En la tabla siguiente, se muestra una forma o documento que refleja las condiciones generales para el traspaso de recursos en cuanto a montos, partidas afectadas y demás condiciones previamente establecidas para el registro de los mismos.

Tabla 4.13

Traspaso entre subpartidas de gastos e inversiones

Empresa: Fecha: _____/_____/_____

Unidad Organizacional Requirente: _____

TRASPASO ENTRE SUBPARTIDAS

Requiriente				Otorgante			
/p	**Disponibilidad Anterior**	**Traspaso**	**Disponibilidad Actual**	**Unidad Organizacional**	**/P**	**Traspaso**	**Disponibilidad**
111	**200.000**	**200.000**	**400.000**	**20.100.0000**	**111**	**200.000**	**5.000.000**
131	**1**	**300.000**	**300.001**	**20.100.0000**	**111**	**300.000**	**4.700.000**
152	**100.000**	**700.000**	**800.000**	**20.100.0000**	**111**	**700.000**	**4.000.000**
	Otorgante		**Otorgante**			**Presupuesto**	

Fuente: Diseño propio

El formato anterior permite procesar traspasos de recursos entre cuentas (gastos o inversiones), mediante los siguientes pasos:

- **Paso 1** - Se definen las partidas presupuestarias que requieren mayor cantidad de recursos sobre los que se disponen actualmente.
- **Paso 2 -** Se visualizan los registros por traspasos ejecutados. Es posible que una misma una unidad organizativa y subpartida de gastos o inversiones (requirente u otorgante) figuren como tal en dos o más oportunidades.
- **Paso 3** - Se detalla el nivel de autorización de los traspasos entre los entes involucrados, así como los funcionarios autorizados del registro del traspaso en el área de control.

- **Tercera parte:** Cierres presupuestarios y análisis de las desviaciones.

Mensualmente, se efectúan cierres presupuestarios para analizar las ejecuciones y desviaciones, en función de los proyectos planificados y registros contables.

Con respecto a los proyectos, se debe concretar, en lo posible, la culminación de éstos con base a lo inicialmente planificado. Para ello, mensualmente, se remiten a los administradores del presupuesto (por departamento) los resultados de las desviaciones encontradas en la disponibilidad de recursos para que sean corregidas.

Para el cierre definitivo del presupuesto de gastos e inversiones, el área de finanzas gira los lineamientos necesarios para el trámite y registro de la información en proceso: valuaciones, facturas, órdenes de compra, obras en proceso, etc. Adicionalmente, se comparan los saldos contables con los presupuestarios y se registran las desviaciones encontradas (generalmente se corresponden con depreciaciones y provisiones).

Concluido el análisis comparativo entre el plan operativo, gestión presupuestaría y gestión contable, se imprimen los reportes definitivos y se inicia un nuevo plan presupuestario.

IV.2.1.4. Utilidad del sistema de control presupuestario empleado y carencias observadas

El sistema presupuestario descrito, pese a realizar una previsión inicial de cobros, se limita a la recopilación de información periódica (mensual) sobre los pagos previstos y ejecutados, detallados según su naturaleza y según la unidad organizativa que los origina.

Dicho sistema permite ver, en todo momento, el grado de disponibilidad presupuestaria dentro de cada partida y subpartida correspondiente a una determinada unidad organizativa, posibilitando identificar, de manera sencilla, los posibles ajustes

presupuestarios que pueden realizarse entre partidas y subpartidas pertenecientes a una misma unidad organizativa, o a unidades organizativas diferentes.

Por lo tanto, el sistema descrito se revela eficaz para ajustar en todo momento los recursos presupuestarios disponibles en el seno de la organización. Ahora bien, el que exista disponibilidad "presupuestaria" de recursos no significa que exista disponibilidad financiera o "real" de los mismos.

Efectivamente, al realizar un seguimiento mensual en lo que a la ejecución de los pagos se refiere, pero no así de los cobros[47], bien puede suceder que la ejecución de tales pagos vaya conforme a lo previsto, pero no así la de los cobros, por lo que, a pesar de que "presupuestariamente" aún existan posibilidades de ejecución de pagos, financieramente no las hay.

Este seguimiento presupuestario de los pagos según naturaleza y unidad organizativa, y de manera completamente separada de los cobros, de forma que no se calculan resultados contables mensuales, origina los siguientes problemas:

- Imposibilidad de conocer la relación coste/beneficio por proyecto ejecutado.

Tal y como se mencionó, el sistema de control presupuestario no realiza un seguimiento de los ingresos o cobros generados y, se centra exclusivamente en el seguimiento del presupuesto global de pagos de la organización. Por consiguiente, es difícil cuantificar si un proyecto se ha excedido en costes con referencia a lo previsto en el plan operativo y, menos aún, si está generando el beneficio deseado.

En virtud de lo descrito, podemos decir que esta forma de operar impide el control efectivo del plan operativo, que con tanto detalle se planificó.

---

[47] Evidentemente, los cobros realizados se registran en la Contabilidad. Lo que sucede es que esta información no se transfiere al sistema de control presupuestario, sino al área comercial, que es quien se encarga del seguimiento de las recaudaciones y de la morosidad.

- Gestión ineficiente de proveedores.

Como se ha dicho, se puede dar el caso de que exista disponibilidad presupuestaria pero que, sin embargo, no se disponga de los recursos financieros suficientes para el pago de los compromisos generados. Ello puede llevar a una situación de morosidad de la empresa eléctrica respecto a sus proveedores, más allá de lo que se considera normal.

Como consecuencia de ello, se reduce la cantidad de proveedores dispuestos a prestar el servicio o suministrar bienes a la organización, lo cual afecta a la calidad y disposición de los materiales requeridos, incrementando el coste del servicio.[48]

- Uso ineficiente de los recursos.

El descontrol inevitable en torno al resultado de los proyectos planificados genera transferencias continuas entre unidades organizativas que, en todo caso, afectan a la consecución final de los objetivos.

Asimismo, esta metodología de control de seguimiento de los pagos de manera separada respecto a los cobros e ingresos impide conocer si los gastos (cuando se ajusten a parámetros normales) son eficientes. Las empresas se ven empujadas a consumir el presupuesto total asignado, sin considerar políticas de ahorro o reserva que incrementen los beneficios globales de la organización.

Al margen de lo indicado, y en lo que al control de pagos se refiere, en caso de detectarse desviaciones negativas, no se investiga el origen de las mismas: sencillamente, se trata de buscar dentro de la organización de dónde se pueden obtener los recursos que faltan.

---

[48] Los proveedores que operan con una organización morosa reflejan con sobreprecio los costes de sus materiales y servicios, justificando un riesgo por la antigüedad y financiamiento otorgado a la empresa morosa.

En resumen, no se hace nada por detectar la existencia de ineficiencias, ni el origen de éstas. En consecuencia, no se ponen en marcha medidas correctoras, ni se trata de aprender de lo que se hace mal.

Con semejante panorama, es muy fácil que el plan operativo no se cumpla y que los recursos del Estado no sean convenientemente aprovechados.

Sin embargo, es lógico que un sistema donde la información contable sólo se recopila por unidades organizativas y según su naturaleza, no permita investigar el origen de ineficiencia alguna.

Por lo tanto, ¿hacía dónde ir?

Debemos pasar de un control separado de cobros y pagos, a un control integral de ambos, de manera que no sólo se obtenga el saldo de tesorería correspondiente, sino, también, el beneficio o la pérdida alcanzados (control de ingresos y gastos).

En particular, se debe implantar un sistema de control financiero y de gestión por proyectos, que permita evaluar el grado de desarrollo y la rentabilidad de cada uno de ellos, así como un sistema de Contabilidad Analítica que permita evaluar la gestión cotidiana de la organización. Es decir, el resultado que ésta obtiene en sus segmentos de actividad y clientela básicos.

IV.2.2. Indicadores de Gestión

En el mercado eléctrico venezolano, las debilidades suscitadas en la metodología de registro de ingresos y gastos se equilibran con los indicadores de gestión. Estos indicadores se constituyen como una herramienta esencial para que el gestor público tome decisiones correctas con relación a la buena marcha del ente que gestiona y para que tenga un control de lo que está sucediendo. Es mediante la utilización de los indicadores que se puede lograr un control, aprendizaje y mejora de las actuaciones realizadas (AECA, 1997).

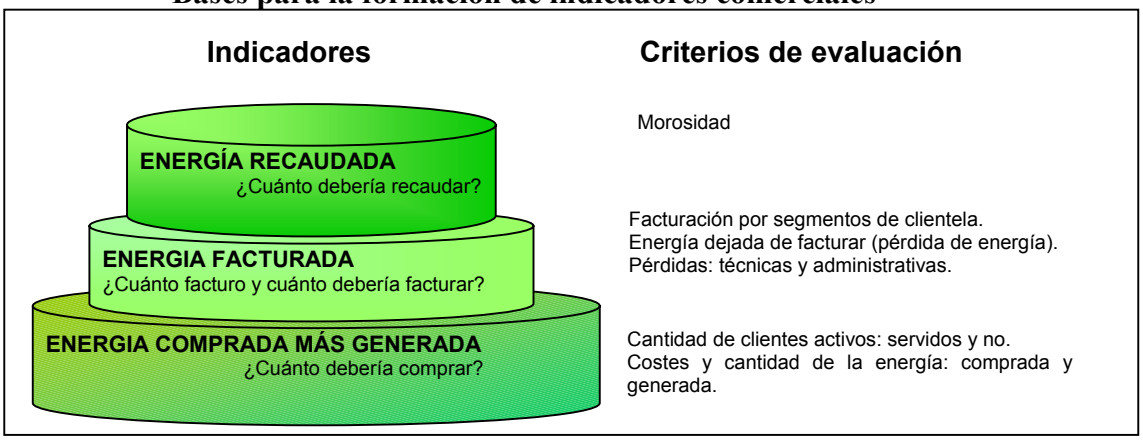
Desde este punto de vista, se podrían definir los indicadores del mercado eléctrico como unidades de medida que permiten el seguimiento y evaluación periódica de las variables clave de una organización mediante su comparación con los correspondientes referentes: internos y externos.

Se identifican en el mercado eléctrico venezolano tres grupos de indicadores: comerciales, operacionales y técnicos. El proceso de elaboración de los mismos se efectúa bajo los siguientes parámetros:

Primera Parte: Indicadores Comerciales.

Estos indicadores se relacionan con las actividades de comercialización de la energía eléctrica y abarcan desde la adquisición de la energía (comprada o generada) hasta la entrega de ésta al usuario final.

Figura 4.2
Bases para la formación de indicadores comerciales



Fuente: Diseño propio.

En la figura precedente, observamos las variables involucradas en el proceso de comercialización de energía, necesarias para la conformación de este apartado.

El objetivo principal de esta sección consiste en medir hasta qué punto la empresa se aproxima a la consecución de la siguiente igualdad, expresión del aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos:

Energía comprada + Energía generada = Energía facturada = Energía recaudada.

Las empresas de comercialización de energía eléctrica cuya producción interna no cubre las expectativas de los usuarios del servicio adquieren a las empresas generadoras la energía necesaria para satisfacer la demanda del mercado.

La energía así agrupada (energía comprada más energía generada) no suele coincidir con la energía facturada. Esta diferencia surge en parte por las pérdidas normales en el transporte de energía y en el proceso de transformación de ésta en los diferentes niveles de tensión. Sin embargo, existen factores adicionales que contribuyen a acentuar esta desigualdad:

- La existencia de fraudes en el servicio eléctrico o deficiencias en la captación de nuevos usuarios.
- La existencia de equipos de medición obsoletos o adulterados y de deficiencias en la toma de lectura.
- La ausencia de controles y mantenimientos efectivos (preventivos y correctivos) en las líneas de transmisión y subestaciones de generación.

En este sentido, lo que se busca dentro del proceso de comercialización es traducir, en lo posible, la mayor cantidad de kilowatios comprados y generados en montos facturados. Para ello, se crean los indicadores necesarios que miden el desfase entre las cifras obtenidas y aquellas estandarizadas por la organización (criterios de evaluación).

La segunda parte en el proceso de comercialización de energía consiste en equilibrar la energía facturada y la energía recaudada. Estos montos, en condiciones ideales, deben ser iguales.

La diferencia entre estos montos se refleja en la morosidad de la organización. Ésta surge por ineficiencias en la gestión de cobranza e inversión tecnológica que permita controlar los montos facturados y recaudados por usuarios del servicio eléctrico.

Tabla 4.14
Indicadores Comerciales (1 de 2)

Tipo de brecha Comercial	Indicadores	Fórmula de cálculo del indicador	Significado o propósito del mismo
Energía comprada y generada frente a energía facturada	Facturación de energía con respecto a la generada más la comprada	Energía facturada en kw / Energía comprada más generada en Kw	Estimular el incremento en la facturación y controlar las pérdidas de energía.
	Tasa de variación de la energía consumida por localidad[49]	Energía consumida mes actual (B1) – energía consumida mes base (B0) / Energía consumida mes base (B0)	Mide el crecimiento en el consumo de energía de una determinada localidad.
	Facturación anormal con relación al total facturado[50]	Facturación anormal en Bs / Facturación Total en Bs.	Mide la calidad en la toma de lectura con el fin de promover la disminución de las pérdidas administrativas de energía.
	Incremento de clientes captados	Nº de clientes actuales / Nº de clientes en el mes base	Mide el incremento en la captación de usuarios del servicio eléctrico.
	Tasa de variación de la facturación por segmento de clientela	1) Energía facturada por clientes residenciales actual / Energía facturada por clientes residenciales mes base 2) Energía facturada por clientes comerciales actual / Energía facturada por clientes comerciales mes base	Mide la tendencia en el crecimiento de la facturación con relación al consumo por segmento de clientela.

[49] Energía consumida por localidad – Se podría pensar que la energía consumida es similar a la facturada, no obstante, esto no es así. La energía consumida incluye las pérdidas técnicas y no técnicas. La primera de éstas se refiere a las pérdidas de transformación de la energía y, la segunda, al consumo de los usuarios del servicio que no están registrados como clientes.

[50] Facturación anormal - Se genera por dos razones: errores de consumo y errores de lectura. En el primer caso, estamos hablando de fallas técnicas en los equipos de medición o de la falta de instalación de éstos. En este último aparte, los consumos facturados se realizan mediante la estimación de la carga declarada y no ajustada a posteriori. Por su parte, las fallas técnicas surgen por desperfectos en los equipos de medición originados por pérdidas en la calibración o integración de los equipos. La segunda anomalía se genera por error en la toma de lectura del equipo de medición por parte del personal destinado a esta labor.

Los registros históricos por cliente reflejan los tipos de anomalías encontradas en contraste con: las lecturas actuales, las lecturas anteriores y el promedio de energía facturado ajustado. En ambos casos, se factura un consumo distinto al real que incrementa los niveles en pérdidas de energía y por ende, la calidad de facturación o de lectura.

Tabla 4.14: Indicadores Comerciales. (2 de 2). Continuación…….

Tipo de brecha comercial	Indicadores	Fórmula de cálculo del indicador	Significado o propósito del mismo
Energía comprada y generada frente a energía facturada	Tasa de variación de la facturación por segmento de clientela	3) Energía facturada por clientes industriales mes actual / Energía facturada clientes industriales mes base 4) Energía Facturada por clientes agropecuarios mes actual / Energía facturada por clientes agropecuarios mes base	Mide la tendencia en el crecimiento de la facturación con relación al consumo por segmento de clientela.
Energía facturada frente a energía recaudada	Morosidad acumulada con respecto a la facturación promedio mensual	Morosidad acumulada / Facturación promedio mensual.	Controla la morosidad acumulada con respecto al monto promedio facturado en un mes. En este sentido, el resultado obtenido refleja las veces que la morosidad excede el promedio mensual facturado y, como consecuencia, el mayor valor incide sobre los planes de gestión a ejecutar.
	Morosidad por segmento de clientela con respecto al monto facturado	1) Morosidad acumulada por clientes residenciales / Monto facturado por clientes residenciales 2) Morosidad acumulada por clientes comerciales / Monto facturado por clientes comerciales 3) Morosidad acumulada por clientes industriales / Monto facturado por clientes industriales 4) Morosidad acumulada por clientes agropecuarios / Monto facturado por clientes agropecuarios.	Controla la morosidad acumulada, con respecto al monto facturado. El resultado obtenido permite gestionar los planes de acción necesarios para controlar la deuda acumulada por segmento de clientela.
	Efectividad en la recaudación	Cobranza efectiva / Monto facturado	Mide la relación entre el monto facturado y los cobros efectuados

Fuente: Diseño propio a partir de: CAVEINEL (2005). Disponible en: **www.caveinel.gov.ve**
CADAFE (2006). Disponible en: **www.cadafe.gov.v.e**
Datos estadísticos suministrados por las empresas.

Los indicadores comentados constituyen una de las principales herramientas para la toma de decisiones en las empresas de comercialización de energía eléctrica, controlando el resultado de los diferentes procesos que llevan a la consecución final de su objetivo: la prestación del servicio de energía eléctrica al usuario final.

Sin embargo, estos indicadores no están exentos de limitaciones ya que se miden los resultados obtenidos sin tener en cuenta los costes en los que se ha incurrido para su obtención.

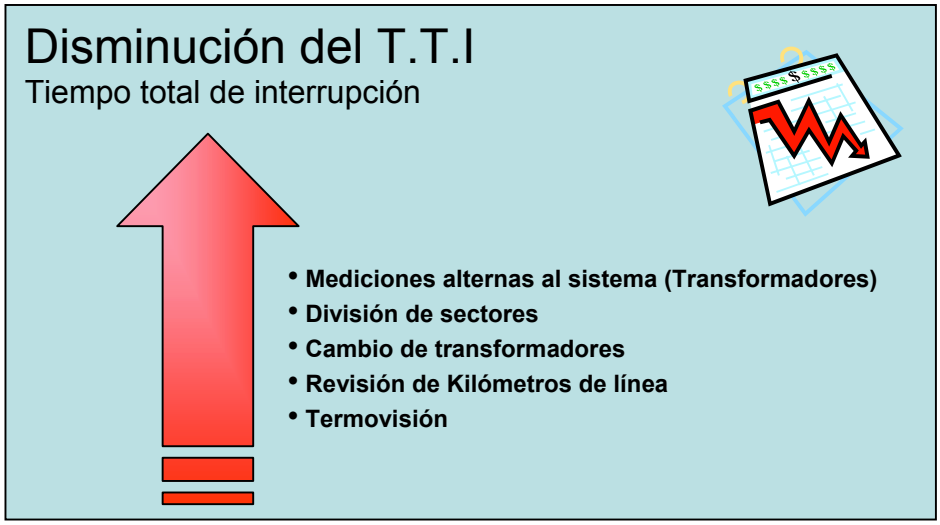
Segunda Parte: Indicadores operativos relacionados con la calidad de prestación del servicio.

En este caso, la calidad de servicio viene dada por la ausencia de interrupciones en el suministro. En relación con ello, cabe distinguir los siguientes grupos de indicadores:

1. Indicadores relacionados con el tiempo de interrupción del suministro eléctrico.
2. Indicadores relacionados con las tareas de mantenimiento preventivo llevadas a cabo para tratar de minimizar los tiempos de interrupción.
3. Indicadores relacionados con las tareas de mantenimiento correctivo llevadas a cabo para solucionar las averías que se han producido.

En este apartado, los indicadores tienden a ser estables en el tiempo, ya que, todo lo que tiene que ver con la realización de obras importantes que mejoren la calidad del suministro se evalúa dentro del apartado de indicadores técnicos, que veremos mas adelante.

Figura 4.3
Indicadores operativos



Fuente: Diseño propio

La gráfica precedente muestra inicialmente, el objetivo global de los indicadores operativos como es el caso de la disminución del T.T.I.

De igual forma, las variables allí indicadas, como la medición alterna a los sistemas, división de sectores, entre otras, se corresponden con indicadores utilizados en el sector para el logro del objetivo global "Reducción del tiempo total de interrupción".

En la tabla siguiente, se detallan los indicadores operativos utilizados en el sector, clasificados en función del consumo y del mantenimiento preventivo y correctivo.

Tabla 4.15

Indicadores operativos (1 e 2)

Tipo de actividad	Indicadores	Fórmula de cálculo del indicador	Significado o propósito del mismo
Actividades relacionadas con la disponibilidad de energía y calidad del servicio	**Indicadores relacionados con el tiempo de interrupción del servicio eléctrico**		
	Capacidad instalada frente a demanda máxima	Capacidad instalada / Demanda máxima	Mide el desfase existente entre la capacidad instalada y la demanda máxima y, por lo tanto, la probabilidad de que se produzcan interrupciones en el servicio.
	Energía disponible por cliente	Energía disponible en KVA / Número de clientes	Mide el promedio de energía disponible por cliente servido. El resultado genera acciones incidentales sobre el ahorro de energía o inversiones que incrementen la potencia instalada del sector.
	Energía disponible frente a energía facturada	Energía disponible Kw / Monto promedio facturado Kw	Mide la energía disponible con respecto al promedio facturado y, por lo tanto, sirve también para evaluar la probabilidad de que se produzcan interrupciones en el servicio.
	Capacidad instalada por habitante	Capacidad Instalada (KVA) / Número de habitantes.	Mide la disponibilidad energética por habitante.
	Tiempo total de interrupción por distrito y circuito	Sumatorio de horas de interrupción del servicio eléctrico por distrito y circuito	Mide la no calidad en la prestación del servicio eléctrico expresada en nº de horas de interrupción, permitiendo detectar los distritos y circuitos más problemáticos.
	Total de gigavatios fuera de servicio por distrito y circuito	Sumatorio de Gw fuera de servicio * Horas de interrupción	Mide la no calidad en la prestación del servicio eléctrico expresada en Gw fuera de servicio, permitiendo detectar los distritos y circuitos más problemáticos.
	Indicadores relacionados con las tareas de mantenimiento preventivo		
	Porcentaje de circuitos evaluados respecto al total existente	Circuitos evaluados / Circuitos totales	Mide el grado de cobertura de las actividades de mantenimiento preventivo en lo que al parque total de circuitos instalados se refiere.
	Porcentaje de sectores o circuitos de distribución evaluados respecto al total pronosticado	Sectores o circuitos de distribución evaluados con el fin de equilibrar carga / Sectores o circuitos pronosticados	Mide el grado de cobertura de las actividades de mantenimiento preventivo respecto a lo que se había planificado realizar.

Tabla 4.15: Indicadores Operativos. (2 de 2). Continuación……

Tipo de actividad	Indicadores	Fórmula de cálculo del indicador	Significado o propósito del mismo
Actividades relacionadas con la disponibilidad de energía y calidad del servicio	**Indicadores relacionados con las tareas de mantenimiento preventivo**		
	Potencia promedio utilizada por los transformadores instalados en un sector	Potencia utilizada por los transformadores instalados en un sector / Transformadores instalados en un sector	Evalúa la potencia o capacidad utilizada del transformador para el suministro de energía. El resultado servirá para rotar aquellos transformadores cuya capacidad sea máxima o, por el contrario, esté subutilizada y así evitar la quema o el despilfarro de éstos.
	Capacidad instalada frente a demanda máxima (desglosado por circuito de distribución)	Capacidad Instalada (KVA) / Demanda Máxima (KVA)	Mide el déficit existente por circuito de distribución.
	Indicadores relacionados con el incremento del consumo		
	Tasa de variación de la energía comprada (desglosado por localidad)	Energía comprada mes actual (B1) – energía comprada mes base (B0) / Energía comprada mes base (B0)	Mide la tendencia en la compra de energía de una determinada localidad. Se utiliza en combinación con otros indicadores: crecimiento de usuarios del servicio y promedio de pérdidas de energía por localidad.
	Energía promedio consumida por habitante	Energía Consumida KVA / Nº de habitantes	La energía consumida por habitante se utiliza con el fin de evaluar el ahorro de energía y saturación del sistema
	Indicadores relacionados con las tareas de mantenimiento correctivo		
	Porcentaje de transformadores sustituidos respecto al total de transformadores instalados (desglosado por circuito de distribución)	Transformadores sustituidos / Transformadores instalados por circuito	Controla los equipos sustituidos con relación a los instalados por circuito de distribución.
	Porcentaje de Kilómetros de línea reparados respecto al total señalado por las pruebas de termovisión	Kilómetros de línea reparados / Kilómetros de línea que deben repararse según las pruebas de termovisión	Mide la relación entre los kilómetros de línea sustituida y las que deben repararse según las pruebas de termovisión.
	Porcentaje de reclamos resueltos sobre el total de reclamos recibidos	Reclamos resueltos / Reclamos recibidos	Controla los reclamos recibidos y resueltos.

Fuente: Diseño propio a partir de datos suministrados por la empresa.

Las principales limitaciones que podemos encontrar en este tipo de indicadores se pueden resumir en lo siguiente:

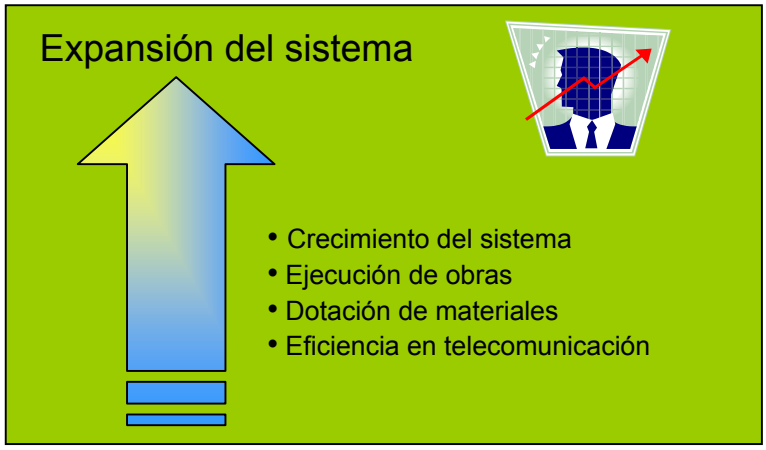
- Ausencia de indicadores relativos al stock de piezas de repuesto: para poder cumplir con las actividades preventivas y correctivas en las labores de mantenimiento y reparación por interrupción del servicio se requiere de un stock o disponibilidad de materiales de repuesto.
- Se adolece de indicadores de eficiencia: no se refleja el coste que representa la ejecución de la labor efectuada.

Tercera Parte: Indicadores técnicos de expansión del sistema

Los indicadores técnicos se centran en la medición del crecimiento o expansión del sistema en la forma que se refleja en la figura siguiente:

Figura 4.4

Indicadores técnicos



Fuente: Diseño propio.

Dentro de la gestión técnica, se diferencian tres actividades principales:

1) La planificación del sistema eléctrico.
2) La ejecución de obras de electrificación.
3) Calibración de equipos de medición.

En la primera de éstas, se diagnostica el crecimiento del sector en cuanto a su expansión a medio y largo plazo. Para ello, se debe evaluar la tendencia de la región (habitantes) en lo que al consumo de energía se refiere. La segunda actividad se centra en la ejecución de las obras descritas en los planes operativos organizacionales. Finalmente, la tercera actividad se refiere al diagnóstico y ajuste de los equipos de medición, antes de ser instalados al usuario final, de acuerdo con las leyes de metrología y normas internas existentes.

Aunque hemos hablado de tres actividades, los indicadores utilizados se aglutinan en dos grandes categorías: los destinados al control de obras de electrificación y los propuestos para el control en la calibración de medidores.

Tabla 4.16

Indicadores técnicos

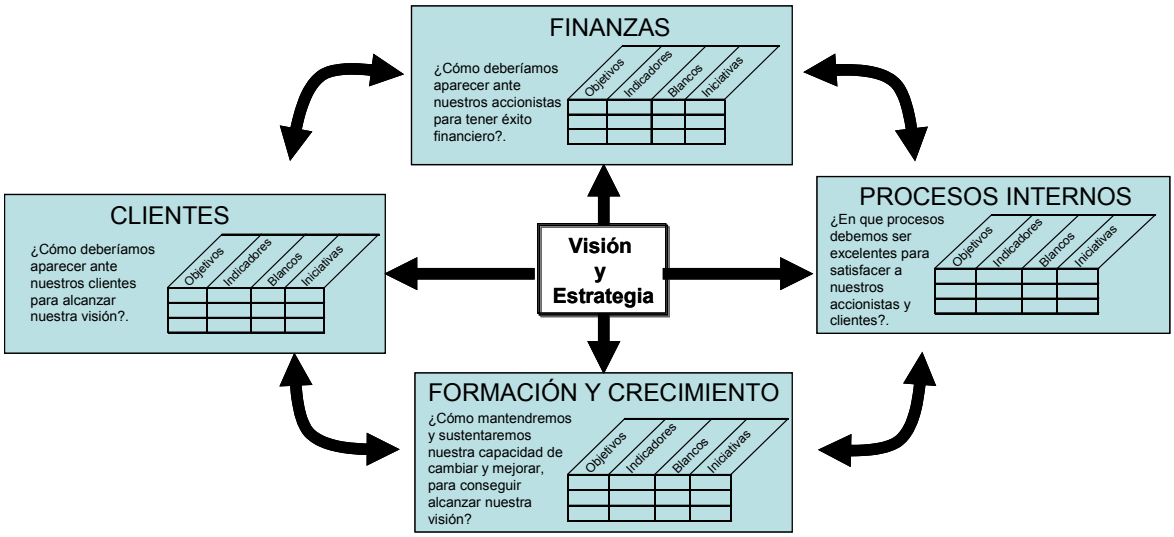
Indicadores	Fórmula de cálculo del indicador	Significado o propósito del mismo
Indicadores destinados al control de obras de electrificación		
Inversión realizada respecto al presupuesto total aprobado	Inversión efectuada / Presupuesto aprobado	Miden el grado de avance en el proceso de ejecución presupuestaria.
Nivel de ejecución presupuestaria respecto al monto total comprometido (Bs.)	Nivel de ejecución / Monto comprometido	
Obras concluídas respecto al total de obras planificadas	Obras concluidas / Obras planificadas	Mide el grado de avance de las obras ejecutadas con respecto a las planificadas.
Indicadores destinados al control de la calibración de equipos de medición		
Equipos de medición recuperados respecto al total de equipos recibidos (desglosado por tipo de equipo)	Equipos de medición recuperados / Equipos de medición recibidos	Mide la relación entre medidores recuperados y recibidos.
Equipos de medición calibrados respecto a lo previsto	Equipos de medición calibrados / Equipos de medición que estaba previsto calibrar	Mide el grado de avance en la calibración de equipos de medición.

Fuente: Diseño Propio

IV.2.2.1 Evaluación general del sistema de indicadores de gestión

Tomando como base las perspectivas básicas del cuadro de mando integral de Kaplan y Norton (perspectiva financiera, de clientes, de procesos internos y de formación y aprendizaje), más otros stakeolders: medio ambiente y sociedad, se propone evaluar las carencias que presenta el sistema de indicadores de gestión del sector eléctrico venezolano y las repercusiones de tales carencias.

Gráfica 4.5
Cuadro de mando integral



Fuente: Kaplan y Norton, 1996.

La perspectiva financiera

El cuadro de mando integral retiene la perspectiva financiera, ya que los indicadores financieros son valiosos para resumir las consecuencias económicas, fácilmente mensurables, de acciones que ya se han realizado. Los objetivos financieros acostumbran a relacionarse con la rentabilidad, medida, por ejemplo, por los rendimientos del capital empleado o, más recientemente, por el valor añadido económico.

Estos indicadores miden las consecuencias económicas de la estrategia planteada y su nivel de contribución a la mejora de los resultados alcanzados. En este orden,

cuando evaluamos los indicadores del sector eléctrico venezolano, visualizamos que estos persiguen el cumplimiento eficaz, mas no eficiente, de los proyectos, por cuanto no se evalúan los costes involucrados.

A lo largo del capítulo, apreciamos la falta de indicadores relacionados con la rentabilidad. En defecto, los indicadores se centran en aspectos tales como: crecimiento en ventas, consumo de energía y cash flow.

En este sentido, entre las palancas que impulsan la mejora de la rentabilidad: crecimiento y diversificación de los ingresos; reducción de costes/mejora de la productividad; y la utilización de los activos/estrategia de inversión, podríamos afirmar lo siguiente:

- Dado que las empresas que prestan el servicio eléctrico en Venezuela no aprovechan su infraestructura para ofrecer o incorporar nuevos servicios que incrementen los ingresos o rentabilidad de las mismas, no se reflejan indicadores relacionados con la diversificación de ingresos[51].
- Además, no es primordial en el sector efectuar mediciones en cuanto a la reducción de costes/mejora de la productividad se refiere. Los indicadores se limitan a reflejar el crecimiento de ingresos y del mercado en general.
- La falta de detalle de los costes por rama de actividad dificulta la medición del rendimiento sobre el capital empleado, los rendimientos sobre inversiones y el valor añadido económico.

Al respecto, se puede dar el caso de que una empresa comercializadora, a pesar de cumplir con los objetivos previstos o planificados en lo que al crecimiento de ingresos se refiere, tenga unos costes tan elevados que se encuentre en una situación de pérdidas económicas.

---

[51] Diversificación de ingresos de las empresas comercializadoras del servicio eléctrico - En países como España y Colombia, las empresas comercializadoras del servicio eléctrico, además de ofrecer el servicio en el suministro de energía eléctrica, aprovechan su infraestructura para generar recursos adicionales como es el caso de la transmisión de datos a través de la red.

Las perspectivas del cliente

En la perspectiva de cliente del cuadro de mando integral, se identifican los segmentos de clientes y de mercado en los que competirá la unidad de negocio, así como las medidas de la actuación de la unidad de negocio en estos segmentos seleccionados.

Los indicadores fundamentales incluyen: la satisfacción del cliente, la retención del cliente, la adquisición de nuevos clientes, la rentabilidad del cliente y la cuota de mercado en los segmentos seleccionados y, además, los indicadores del valor añadido que la empresa aporta a los clientes de segmentos específicos.

Esta perspectiva permite a los directivos de las unidades de negocio articular la estrategia de cliente basada en el mercado, que proporcionará unos rendimientos financieros futuros de categoría superior.

Sin embargo, estos elementos son de poco interés en el mercado eléctrico venezolano, en cierta forma, por su condición monopólica. Sin embargo, es constante la evaluación de la adquisición de nuevos clientes y de la cuota de mercado en los segmentos seleccionados.

Entre las principales carencias que se reflejan en el sector, podríamos destacar:

- En lo que a la segmentación del mercado hace referencia, los clientes se diferencian exclusivamente en atención al monto facturado o consumo de energía.
- Respecto a las relaciones con los clientes, no se reflejan en el sector indicadores relacionados con la prestación del servicio que incluyan aspectos tales como: el tiempo transcurrido en la solución de reclamos o en la instalación de equipos de medición y el nivel de satisfacción con el servicio prestado.
- Asimismo, tampoco existen indicadores relacionados con la rentabilidad del cliente.

Los trabajos más recientes con relación a la satisfacción del cliente fueron realizados por la comisión de integración energética regional, CIER, donde se evaluaron las principales empresas en Venezuela y demás países integrantes de esta comisión[52].

La perspectiva del proceso interno

En la perspectiva del proceso interno, los ejecutivos identifican los procesos críticos internos en los que la organización debe ser excelente. Estos procesos permiten a la unidad de negocio:

- Entregar las propuestas de valor que atraerán y retendrán a los clientes de los segmentos de mercado seleccionados.
- Satisfacer las expectativas de excelentes rendimiento financieros de los accionistas.

En el caso del sector eléctrico venezolano, los indicadores de proceso se centran en la mejora de los procesos actualmente existentes, dejando de lado:

- El aprovechamiento de las infraestructuras disponibles para obtener recursos adicionales a través de la venta de nuevos servicios, como por ejemplo, el servicio de circulación de datos.
- La incorporación de procesos innovadores que se vinculen con el cliente del mañana (los procesos se destinan a cumplir con el servicio requerido por los clientes de hoy y para hoy).
- La inversión en investigación y desarrollo para desarrollar servicios radicalmente nuevos que generen valor a los clientes.
- Explotar la tecnología existente para los productos y servicios de nueva generación.
- Realizar esfuerzos de desarrollo para llevar los nuevos servicios al mercado.

---

[52] Para mayor detalle de los resultados. Disponible en: http://www.cier.org.uy/d02-proyectos/cier12/2006sumarioejecutivo.pdf

La perspectiva de formación y crecimiento

Esta perspectiva constituye la infraestructura que la empresa debe construir para crear una mejora y crecimiento a largo plazo.

Es poco probable que las empresas sean capaces de alcanzar sus objetivos a largo plazo, para los procesos internos y de clientes, utilizando las tecnologías y capacidades actuales. Además, la intensa competencia global exige que las empresas mejoren, continuamente, sus capacidades para entregar valor a sus clientes y accionistas.

La formación y crecimiento de una organización proceden de tres fuentes principales: las personas, los sistemas y los procedimientos.

Sin embargo, se visualiza en el mercado eléctrico venezolano que no existen objetivos destinados a superar los vacíos entre las capacidades existentes de las personas, los sistemas y los procedimientos, y aquellos que representen un verdadero adelanto.

Para llenar estos vacíos, se hace necesario invertir en la recualificación de empleados, potenciar los sistemas y tecnologías de la información y coordinar los procedimientos y rutinas de la organización.

Al igual que con la perspectiva de cliente, las medidas basadas en los empleados requieren una mezcla de indicadores de resultados genéricos: satisfacción, retención, entrenamiento y habilidades de los empleados, y productividad por empleado. Estas medidas en el mercado eléctrico venezolano se perciben como poco importantes. Sin embargo, se efectúan grandes inversiones relacionadas con la capacitación del personal, en atención a los cambios del entorno actual, pero no con aquellos cambios que se vislumbran en el largo plazo.

Indicadores relacionados con la medición del impacto medioambiental

El sector eléctrico tiene un claro impacto medioambiental. Sin embargo, en el mercado eléctrico venezolano, no se utilizan indicadores que evalúen dicho impacto.

Para el año 2007, el Estado venezolano inició campañas reguladoras del uso de energía mediante la instalación gratuita, en el sector residencial, de bombillos ahorradores de energía (luz blanca y menor generador de calor) y la destrucción de bombillos incandescentes. La idea del proyecto persiguió un efecto económico más que ambiental, por cuanto su objetivo se centró en reducir la presión para la construcción de plantas generadoras adicionales que suplieran la necesidad de consumo.[53]

En cuanto a los proyectos de futuro, Venezuela prevé la culminación de nuevas plantas hidroeléctricas, como el segundo proyecto Uribante Caparo (La Vueltosa) y la planta Tocoma en el Bajo Caroní.[54]

Tabla 4.17
Consumo de combustible como materia prima en generación

Empresas	Gas MMm^3	Fuel Oil Mm^3	Gas Oil Mm^3	Bep a/ Miles	Gen.Térm. GWh	Relación Kcal/kWh	Eficiencia %
ELECAR	2.538	495	1	19.230	10.161	2.706	31,78
ELEVAL	544			3.388	1.073	4.515	19,05
SENECA			476	2.974	1.269	3.351	25,66
ENELVEN	220	588	1.042	11.946	5.810	2.940	29,25
ENELCO	123			766	293	3.739	23,00
ENELBAR	238			1.478	536	3.941	21,82
EDELCA	77			480	193	3.560	24,16
CADAFE	923	963	619	16.278	7.506	3.101	27,73
Total	**4.663**	**2.046**	**2.138**		**26.841**	**3.012**	**28,55**
Bep Miles	29.019	14.159	13.363	56.541			
Generación GWh	13.248	7.785	5.807		26.841		
Kcal/kWh	3.132	2.601	3.290			3.012	
Eficiencia %	**27,46**	**33,07**	**26,14**				**28,55**

a/ Bep : Barriles equivalentes de Petróleo

Gas	(m^3)	8.900 Kilocalorias	Gas Oil	(m^3)	8.938.444 Kilocalorias
Fuel Oil	(m^3)	9.894.099 Kilocalorias	Bep		1.430.000 Kilocalorías

Fuente: Caveinel. Datos Estadísticos (2006). Disponible en: www.Caveinel.gov.ve

---

53 Sustitución de bombillos incandescentes por ahorradores de energía. Disponible en: http://www.rnv.gov.ve/noticias/index.php?act=ST&f=4&t=43234

54 Plantas Generadoras de Energía en Venezuela en plena construcción. Disponible en: http://www.edelca.com.ve/generacion/caruachi.htm

IV.2.3. Percepción general de la Contabilidad de Gestión en el sector eléctrico venezolano

En este apartado, se condensan las carencias principales de la Contabilidad de Gestión en el sector eléctrico venezolano, extraídas de los puntos precedentes, y que se resumen como sigue:

IV.2.3.1 Ausencia de una Contabilidad Analítica que permita evaluar la gestión realizada en términos de resultado y rentabilidad por áreas de actividad, zonas geográficas y segmentos de clientela

Los estados financieros y reportes periódicos se generan para la empresa en su conjunto, y en ellos no se detalla lo que sucede por áreas de actividad, zonas geográficas y segmentos de clientela, de forma que sea posible tomar las decisiones más acertadas sobre aquellos puntos que se alejan del objetivo planificado y efectuar correcciones en el tiempo requerido.

IV.2.3.2 Control presupuestario deficiente

El presupuesto de gastos e inversiones, originalmente referenciado en el plan operativo anual, no mantiene una relación directa con los cobros efectuados y disponibilidad en tesorería. Este hecho origina que, en la ejecución del prenombrado plan, se pueda dar el caso de que exista disponibilidad presupuestaria y no financiera. En este orden, al operar bajo esta metodología, se generan deudas con proveedores y antigüedad significativa en los pagos, que puede llegar a ser incontrolable.

.

IV.2.3.3 Indicadores de gestión incompletos

Con relación a los indicadores de gestión, podemos concretar que poco a nada interesa el término de costes en la gestión por servicio prestado y, lo concerniente a indicadores medioambientales. En términos generales, los indicadores en el sector eléctrico se centran en el control del consumo y montos facturados, cantidad de energía generada y disponibilidad de ésta por habitante.

IV.2.3.4 Valoración final

Como podemos apreciar, el sector eléctrico venezolano presenta debilidades importantes en el seno de su Contabilidad de Gestión que es preciso subsanar. En nuestro caso, trataremos de realizar una aportación en lo que al primer aspecto se refiere: es decir, en lo concerniente al desarrollo de una Contabilidad Analítica que permita calcular costes y márgenes detallados atendiendo a diferentes criterios, pues entendemos que ésta es la base fundamental para poder desarrollar un buen sistema de Contabilidad de Gestión, que ayude a mejorar la eficiencia del sector. Sin disponer de dicho sistema de cálculo de costes y márgenes, difícilmente se podrán corregir las carencias observadas en el ámbito de los indicadores de gestión (en lo que a los indicadores de rentabilidad, eficiencia y productividad se refiere) y difícilmente se podrá mejorar también el sistema de control presupuestario.

CAPITULO V
CÁLCULO DE COSTES DE GENERACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO VENEZOLANO: MÉTODO PROPUESTO Y APLICACIÓN PRÁCTICA

V.1 Introducción

La literatura existente sobre cálculo de costes en el sector eléctrico está mayoritariamente enfocada hacia la determinación de los costes del sector por parte del Estado, con fines de establecer las tarifas eléctricas correspondientes. En cambio, existe muy poco escrito sobre el cálculo de costes en las empresas eléctricas con fines de gestión interna.

Puesto que nuestro propósito en este trabajo es abordar el cálculo de costes en las empresas eléctricas desde esta última perspectiva, prescindiremos de la revisión pormenorizada de la literatura existente sobre el cálculo de costes para fijación de tarifas eléctricas por parte del Estado y nos ceñiremos exclusivamente a los estudios que abordan el cálculo de costes con fines de gestión interna.

Para ello, analizaremos las propuestas existentes para cada una de las grandes fases que componen la cadena de valor del sector eléctrico: generación, transmisión, distribución y comercialización (cada una de estas fases dará lugar a un capítulo diferente); sugeriremos formas de superar las carencias detectadas y mostraremos aplicaciones prácticas de nuestras propuestas.

Las citadas aplicaciones prácticas serán llevadas a cabo en la empresa CADAFE, cuyas características principales y razones de su elección se exponen a continuación:

La razón de la elección de CADAFE como empresa en la cual se realiza la aplicación práctica correspondiente a esta tesis doctoral obedece, en primer lugar, a la facilidad de acceso a la información necesaria por parte del doctorando, debido a que éste desarrolla su labor profesional en la citada compañía. Además, la propia empresa apoya esta iniciativa, pues ve en ella un medio valioso para incrementar la calidad de la

información disponible en los procesos de toma de decisiones y mejorar así los resultados empresariales. Los principales rasgos de CADAFE pueden resumirse en los siguientes epígrafes.

1. **Área servida y volumen de clientes atendidos:** En cuanto al área servida se refiere, CADAFE suministra la energía a través de su red de filiales en todo el país, al 80% de la población venezolana, manteniendo en su haber una cadena de clientes o usuarios finales cercanos a 2.477.653. Adicionalmente, es de destacar que de los clientes registrados por las empresas que comercializan el servicio de energía en Venezuela, el 52,04% de éstos están adscritos a la empresa CADAFE.
2. **Tipología de clientes o usuarios:** En función del tipo de clientes, su cartera se distribuye de la siguiente manera, 32% en clientes residenciales, 20,82% en clientes comerciales, 16,58% en clientes industriales y un 30,59% conformado por clientes gubernamentales y agropecuarios, entre otros.
3. **Número de empleados:** Se trata de la segunda empresa más importante del país, manteniendo una nómina de personal equivalente a 12.518 empleados.
4. **Estructura empresarial:** CADAFE está formada por 11 empresas de generación de primer nivel, 14 centrales de transmisión de energía y más de 344 oficinas departamentales para la comercialización de energía.
5. **Generación de energía:** Constituye la tercera empresa en generación de energía después de las empresas Edelca y Elecar. Con relación al tipo de generación, esta empresa tiene en su haber los diferentes tipos de plantas existentes en el país: generación térmica (en un solo propósito o mixta) e hídrica.

V.2 Cálculo de costes de generación

V.2.1. Finalidad perseguida

El cálculo de costes correspondiente a la actividad de generación puede perseguir una doble finalidad.

1. Por una parte, puede estar enfocado a evaluar el grado de eficiencia de cada una de las plantas de generación de que dispone la empresa. Lo anterior implica calcular un coste por KWh generado para cada planta individual, distinguiendo de forma separada las pérdidas generadas por subactividad, que en este sector constituyen un elemento muy importante a tener en cuenta.
2. Por otra parte, el cálculo puede ceñirse a obtener el coste correspondiente a este eslabón de la cadena de valor, en aras de configurar finalmente el coste de cada Kilovatio de energía comercializado. En este caso, puesto que las empresas eléctricas utilizan indistintamente la energía generada en cualquier planta para servir a cualquier cliente, de lo que se trata es de calcular el coste medio ponderado por KWh generado.

En el primero de los casos, disponer de la información señalada en los términos descritos permitiría a las empresas eléctricas:

1. Conocer, dentro de las plantas generadoras de un mismo tipo, el grado de eficiencia de cada una de ellas. Esto permitiría identificar las plantas en las que se desarrollan mejores prácticas para, a partir de ahí, realizar una transferencia de conocimiento que mejore la situación planteada.

   Por ejemplo, debe tenerse en cuenta que dentro de las plantas de generación de una misma clase, caben diferentes variantes. Así, en el caso de las plantas termoeléctricas, es posible utilizar diferentes tipos de combustible (gas, gasoil o fuel-oil), así como diferentes sistemas de acopio, lo cual, obviamente, provocará diferencias en los costes soportados. A su vez, en el caso de las plantas hidroeléctricas, los distintos procesos pueden ejecutarse con diferentes niveles de automatización, lo que también repercutirá en los costes.

   No obstante, también podría ocurrir que plantas de un mismo tipo que utilizan el mismo combustible y desarrollan procesos semejantes muestren costes diferentes, debido, por ejemplo, al recurso a diferentes proveedores de materiales y servicios. En cualquier caso, la citada diferencia en costes

indicaría la presencia de algún tipo de anomalía que sería preciso investigar.

2. Identificar el modo de generación de energía (por ejemplo, generación hídrica frente a generación termoeléctrica) que resulta más eficiente. Ello permitirá orientar las decisiones futuras de inversión en materia de generación.
3. Por otra parte, la puesta de manifiesto de los importes correspondientes a pérdidas de subactividad motivadas por averías contribuirá a concienciar a los responsables de planta sobre la necesidad de planificar adecuadamente las labores de mantenimiento de las mismas.

V.2.2 Identificación de los recursos utilizados en generación

V.2.2.1 Recursos utilizados en plantas de generación hídricas

a) **Inmovilizado específico de generación:** Éste comprende los siguientes elementos: presa, rejilla, filtrador, turbina, generador, chimenea, transformador y líneas de transporte, entre otros.
b) **Personal:** Nos referimos al personal encargado de las labores tanto de control de materiales y suministros, como de control y mantenimiento del proceso y de los equipos de generación. Asimismo, cada planta tiene una pequeña dotación de personal administrativo.
c) **Otros recursos fijos:** Conformado por edificios, vehículos y costes de administración, principalmente.
d) **Suministros para operaciones de mantenimiento**: Comprende el aceite, lubricante y otros elementos necesarios para la buena marcha de los equipos mecánicos.
e) **Otros costes variables de mantenimiento:** Se refiere a los importes satisfechos a personal externo en concepto de mantenimiento y reparación de equipos.

Para hacernos una idea de la importancia relativa de cada uno de estos epígrafes sobre los costes totales de una planta de generación hídrica, cabe decir que, en el caso de la empresa CADAFE, los costes se promedian en el siguiente orden: inmovilizado (21%), gastos de personal (57%), otros recursos fijos (19%), suministros para operaciones de mantenimiento (2%) y otros costes variables de mantenimiento (1%).

V.2.2.2 Recursos utilizados en plantas de generación térmicas

a) **Inmovilizado:** En este caso, estaría formado por los siguientes elementos: turbina, generador, condensador, subestación de transmisión y líneas de transmisión, principalmente.
b) **Personal:** Al igual que en las plantas hídricas, se refiere a personal dedicado a labores de control de materiales y suministros, así como a labores de control y mantenimiento del proceso y de los equipos de generación. Igualmente, existe una mínima dotación de personal administrativo.
f) **Otros recursos fijos:** Conformado por edificios, vehículos y costes de administración, principalmente.
c) **Combustible (materia prima):** Se utilizan elementos fósiles como fuel oil, gasoil o gas.
d) **Suministros para operaciones de mantenimiento:** Al igual que las plantas hídricas, comprende el aceite y lubricantes necesarios para la buena marcha de los equipos mecánicos.
g) **Otros costes variables de mantenimiento:** Se refiere a los importes satisfechos a personal externo en concepto de mantenimiento y reparación de equipos.

Partiendo de nuevo de datos referentes a la empresa CADAFE, la importancia relativa de cada uno de los epígrafes citados en los costes totales de una planta de generación térmica oscila en torno a los siguientes niveles: inmovilizado (2%), personal (16%), otros recursos fijos (7%), combustible - materia prima (68%), suministro para operaciones de mantenimiento (6%) y otros costes variables de mantenimiento (1%).

V.2.2.3 Comparación entre ambos tipos de plantas

Con referencia a los recursos utilizados en el proceso de generación de energía, en la tabla siguiente se reflejan los datos comparativos por tipo de planta:

Tabla 5.1
Datos comparativos por tipo de planta

Recurso Utilizado	Variabilidad	Hidroeléctricas	Termoeléctricas
Inmovilizado	Fijo	21%	2%
Personal	Fijo	57%	16%
Otros recursos fijos	Fijo	19%	7%
Combustible – materia prima	Variable		68%
Suministro para operaciones de mantenimiento	Variable	2%	6%
Otros costes variables de mantenimiento	Variable	1%	1%

Fuente: Diseño propio a partir de datos suministrados por la empresa.

Tal y como puede verse en la tabla 5.1, en el caso de las plantas hídricas, el coste más importante con diferencia es el coste de personal; mientras que en el caso de las plantas termoeléctricas, el coste de materia prima es el principal. En segundo lugar, el coste más relevante en el caso de las termoeléctricas es el coste de personal, mientras que en el caso de las hidroeléctricas lo constituye los otros recursos fijos.

En función de lo descrito, se resalta la importancia relativa que tienen los costes fijos en el proceso de generación de energía, sobre todo, cuando nos referimos a las plantas de tipo hidroeléctrico. Por lo tanto, el tratamiento de la llamada “subactividad” constituirá un elemento clave en los procesos de cálculo. En cambio, en el caso de las plantas termoeléctricas, los costes variables son los más relevantes.

V.2.3 Propuestas existentes en la literatura para el cálculo de costes de generación: análisis crítico sugerencias de mejora y aplicación práctica

V.2.3.1. Propuestas para el cálculo de costes con fines de evaluación del grado de eficiencia de las diferentes plantas

Con referencia a la literatura existente sobre cálculo de costes con fines de evaluación del grado de eficiencia de las diferentes plantas, cabe decir que ésta es poco abundante. En particular, cabe destacar el documento elaborado por AECA para las empresas del sector eléctrico, dentro de la serie de Principios sobre Contabilidad de Gestión. Sin embargo, este documento tampoco aborda de forma específica la cuestión que ahora nos ocupa. Por lo tanto, no nos queda más remedio que realizar nuestra propia propuesta, apoyándonos en literatura general sobre el cálculo de costes.

Para ello, recordemos que nuestro objetivo consiste en realizar una evaluación anual de la situación que presentan las diferentes plantas de generación. Dicho esto, atendiendo a los insumos que hemos señalado en el caso de las plantas generadoras, el cálculo del coste por KW de energía generado implicaría detallar los siguientes elementos:

1. Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros recursos fijos por KWh generado.
    a. Costes fijos reales de amortización del inmovilizado
    b. Costes fijos reales de personal operativo
    c. Otros costes fijos reales
    d. Capacidad normal de generación
    e. Coeficiente de actividad de generación
    f. Pérdida por subactividad y costes fijos imputados
    g. Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros recursos fijos por KWh generado
2. Coste por combustible (materia prima solo para las plantas térmicas) por KWh generado.

3. Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh generado.
4. Otros costes variables de mantenimiento por KWh generado.
5. Coste normal total (se refiere a la suma de los puntos anteriores), coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh generado.

Como puede verse en nuestra propuesta, sugerimos distinguir el coste normal por KWh generado de las pérdidas por subactividad que provoca el no aprovechamiento del máximo potencial que permiten desplegar los recursos estructurales disponibles. De este modo, queremos dejar de manifiesto la incidencia que tiene en el resultado de la empresa el uso ineficiente de recursos.

Para ahondar en el concepto de subactividad, comenzaremos diciendo que en el proceso productivo cabe distinguir dos tipos de ociosidad: normal y extraordinaria (Blanco 1993). Lo expresado por Blanco (1993) lo podemos representar de la siguiente forma:

Capacidad Máxima Menos (-) Capacidad ociosa estructural (ociosidad normal)
= Capacidad normal Menos (-) Subactividad (ociosidad extraordinaria)
= Capacidad Real

En este sentido, la ociosidad extraordinaria constituye la denominada subactividad o falta de aprovechamiento, la cual se presenta en la unidad de medida correlacionada con el objeto que se trata o evalúa (en el mercado eléctrico, la unidad de medida, en todo caso, será GWh o equivalentes).

Siguiendo esta línea, Blanco *et al*. (2001), bajo la denominación de sistema de imputación racional, plantean la distribución de costes fijos en función de los niveles de actividad o, lo que es lo mismo, en función del grado de aprovechamiento de la capacidad productiva.

En consonancia con lo anterior, si los costes fijos están ahí para garantizar una determinada capacidad productiva y ésta no llega a aprovecharse totalmente, el sistema de coste normal, o coste de imputación racional, nos va a proponer que distribuyamos entre los productos únicamente la parte de los costes fijos que corresponda a la capacidad productiva utilizada, reflejando de manera separada, en la cuenta de explotación, la parte de tales recursos que no se haya aprovechado (Sáenz 2008).

En resumen y de cara a determinar el monto a imputar por coste fijo en el cálculo del coste por unidad de actividad, Sáenz (2008) propone precisar los siguientes elementos:

1. **Costes Fijos Reales (CFR)** Se refiere a la cantidad de costes fijos realmente soportados, con independencia del aprovechamiento de la capacidad productiva disponible.
2. **Coeficiente de Actividad (CA)** representa el grado de aprovechamiento de la capacidad productiva. Se obtiene dividiendo el volumen de la actividad real entre el volumen de actividad normal (la capacidad normal se asimila a la capacidad práctica).

$$\mathbf{CA} = \frac{\mathbf{AR}}{\mathbf{AN}}$$

3. **Imputación racional de costes fijos (IRCF)** Se refiere a la cantidad que debemos restar o sumar a los costes fijos reales, en función de la subactividad o sobreactividad del periodo.

$$\mathbf{IRCF = CFR\ x\ Coeficiente\ de\ subactividad\ o\ sobreactividad}$$

4. **Costes Fijos Imputados (CFI)** Constituyen la cantidad de costes fijos que finalmente se repartirá entre los objetos de coste.

$$CFI = CFR \pm IRCF$$

De acuerdo a lo anterior, y en lo que a las plantas de generación hace referencia, procederemos de la siguiente manera:

a. Cálculo de los costes fijos reales

En lo que respecta al inmovilizado, en Venezuela éste se deprecia linealmente en función de la vida útil estimada de los componentes. Por ejemplo, las plantas de turbo gas, diesel o vapor tienen una vida útil de seis años, mientras que los equipos de control y periféricos se deprecian en dos y las unidades generadoras en tres años. Este sistema de amortización recoge adecuadamente la depreciación o desgaste experimentado por el inmovilizado de generación, razón por la cual no vamos a proponer su modificación.

En cuanto a los costes de personal hace referencia, éstos vendrán dados por los importes consignados en las nóminas de los trabajadores, así como por la seguridad social a cargo de la empresa. En ningún momento se consignarán gastos de personal "extraordinarios", como por ejemplo, indemnizaciones por despido u otras causas.

A título orientativo; la nómina de un empleado del sector eléctrico venezolano comprende los siguientes epígrafes:

1. Salario base
2. Pluses de convenio
    a. Plus de permanencia – derivado por las horas trabajadas en festivos, fines de semana y horario nocturno
    b. Auxilio de vivienda
    c. Auxilio de transporte
    d. Primas por razones de servicio técnico
    e. Riesgo eléctrico (equivalente al plus de peligrosidad)

No obstante, además de las nóminas propiamente dichas, debe tenerse en cuenta también los importes satisfechos a los trabajadores en concepto de:

3. Aportes a la caja de ahorro
4. Gastos médicos (medicinas, exámenes de laboratorio, pólizas de servicios hospitalarios)
5. Viáticos
6. Gastos de comida lunch (ticket cesta)
7. Cotizaciones al seguro social y por política habitacional
8. Dotación de uniformes
9. Provisión por antigüedad y vacaciones, entre otros

Igualmente, aunque no se contabilizan en las partidas de gastos de personal, se añadirán también los importes satisfechos en concepto de "útiles, herramientas e implementos de trabajo", así como en concepto de "equipos de protección" y "agua potable" facilitados a los trabajadores. Aunque tales elementos no constituyen gastos de personal, se trata de costes claramente asignables a los trabajadores.

Finalmente, quedarían por añadir los denominados "otros costes fijos". Aquí se incluyen las partidas referentes a gastos de vigilancia, reparación, mantenimiento y limpieza de edificaciones; los gastos derivados del parque automotor; gastos de oficina; materiales y suministros (lija, tornillos, pintura, entre otros); y alquiler de equipos y bienes (tales como vehículos, ordenadores, entre otros).

b. Determinación de la capacidad práctica o normal de generación (CNG)

A continuación, detallamos el proceso de cálculo a seguir:

El punto de partida lo constituye la carga instalada medida en GW. Dicha carga instalada nos indica el nº de GW que la planta analizada puede generar en una hora. Ahora bien, dicha carga debe ser depurada de manera que se elimine la llamada

ociosidad normal (es decir, el nº de GW perdidos por las propias características del proceso de generación). Hablaremos así de la carga instalada depurada:

(a)

Carga instalada depurada = Carga instalada (GW) – Ociosidad normal (GW)

Una vez eliminada la ociosidad normal, calcularemos el nº de KWh que la planta podría generar a lo largo del año. Para ello, el nº de GW que puede ser generado en una hora (carga instalada depurada) deberá multiplicarse por el nº de horas que la planta puede estar en funcionamiento a lo largo del período en cuestión y también por 1.000.000 (1 GW equivale a 1.000.000 KW).

La clave radica, por lo tanto, en determinar cuántas horas puede estar activa la planta a lo largo de un año. Para ello procederemos de la siguiente manera:

(b)

Horas de actividad por año	= (365 días x 24 horas x nº turbinas) – (Σ horas normales de mantenimiento por turbina)

Por lo tanto, atendiendo a lo comentado anteriormente:

(c)

KW potenciales por año = Carga instalada depurada x 1.000.000 x horas de actividad por año

Finalmente para obtener la capacidad normal de generación, no nos queda sino restar a los KWh calculados en el paso anterior los KWh destinados a autoconsumo de la propia planta:

(d)

CNG = KWh potenciales por año – KWh destinados a autoconsumo

c. Cálculo de la actividad real de generación (ARG)

Los KW de energía generada por las plantas son enviados a las subestaciones de transmisión para iniciar el transporte de energía hacia los puntos donde se necesita. Pues bien, es en este lugar (las subestaciones de transmisión) donde se contabiliza la energía que llega desde las plantas de generación y que, por lo tanto, han fabricado las citadas plantas. Técnicamente, la energía contabilizada en este punto se denomina "energía disponible para transmisión" y constituye, como hemos dicho, el equivalente a la cantidad de energía realmente generada (excluyendo el consumo interno eliminado con anterioridad).

d. Coeficiente de Actividad (CA)

El coeficiente de actividad mide el nivel de aprovechamiento de los recursos estructurales y constituye la base para determinar la cuantía de costes fijos que debe repartirse entre los objetos de coste.

$$\mathrm{CA} = \frac{\text{Actividad Real de Generación (ARG)}}{\text{Capacidad Normal de Generación (CNG)}}$$

e. Cálculo de la pérdida o beneficio por subactividad

Una vez conocido el coeficiente de actividad, la diferencia entre la unidad (1) y el valor de dicho coeficiente nos indica el grado de desaprovechamiento o sobreaprovechamiento de la capacidad instalada. Pues bien, el resultado de multiplicar dicha diferencia por el valor de los costes fijos reales nos mostrará el importe de la pérdida por subactividad o beneficio por sobreactividad (cuando excepcionalmente aprovechamos la capacidad instalada por encima de lo normal).

Pérdida por subactividad = CFR X (1-CA)

Beneficio por sobreactividad = CFR X (CA -1)

f. Determinación de los costes fijos imputados (CFI)

Los costes fijos imputados constituyen los costes fijos que finalmente formarán parte del coste del KWh, una vez deducida la pérdida por la subactividad o añadido el beneficio por sobreactividad.

CFI = CFR – PÉRDIDA POR SUBACTIVIDAD

CFI = CFR + BENEFICIO POR SOBREACTIVIDAD

Como hemos dicho en un principio, lo que hemos comentado hasta el momento es aplicable tanto a la depreciación del inmovilizado, como al coste de personal, como a los llamados "otros costes fijos".

Una vez abordados los puntos 1 y 2 del proceso de cálculo, pasamos ahora a abordar el cálculo de los **costes variables**.

Tal y como hemos dicho, existen tres tipos de costes variables: el combustible empleado como materia prima (sólo en las plantas térmicas), los suministros para operaciones de mantenimiento y los otros costes variables de mantenimiento.

En el caso del combustible, se incluirá en su valoración tanto el precio consignado en factura por el proveedor, como los gastos de transporte.

Puesto que estamos calculando costes para la realización de una evaluación anual, para cada tipo de combustible utilizado confeccionaríamos una ficha de existencias resumen con los siguientes elementos:

Existencia inicial del período
+ Compras realizadas (agregado del ejercicio)
+ Transportes y fletes (agregado del ejercicio)

Existencia disponible (precio medio ponderado)
- Consumo (agregado del ejercicio)

Existencia final

En lo que a los suministros para operaciones de mantenimiento hace referencia, puesto que no existen "grandes reparaciones" a efectuar cada cierto tiempo, no es preciso efectuar periodificación alguna. Por lo tanto, confeccionaríamos unas fichas de existencias resumen similar a las que hemos propuesto para los combustibles.

Finalmente, no quedaría sino cuantificar los llamados "otros costes variables" y proceder al cálculo de los totales finales.

V.2.3.2 Aplicación práctica a la empresa CADAFE

V.2.3.2.1 Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros recursos fijos por KWh generado

a) Costes fijos correspondientes a la amortización de inmovilizado

En lo que concierne a los costes por amortización del inmovilizado, en la **Tabla 5.2**, ofrecemos el montante que representa la base de la inversión de cada una de las plantas y los cálculos por depreciación lineal del inmovilizado. Estos últimos han sido obtenidos mediante el uso de tasas estandarizadas de la empresa CADAFE y se han aplicado a cada uno de los equipos que componen la planta de generación por tipo.

Tabla 5.2
CADAFE
Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (1 de 4)

Descripción	Tiempo Años	PLANTA TURBO GAS GUANTA I			PLANTA TURBO GAS ALFREDO SALAZAR			PLANTA TURBO GAS FÉLIX GARCÍA			PLANTA TURBO GAS PEDRO CAMEJO		
		Base		Impo sición	Base		Im posición	Base		Impo sición	Base		Im posición
Planta turbo gas	12,50	359.814.567		28.786.605	69.488.859,81		5.559.387	420.099.317		33.609.626	29.244.268		2.339.658
Unidades generadoras a gas	20,00	345.411.623		17.271.963	66.707.304,30		3.335.632	403.283.246		20.165.775	28.073.655		1.403.795
Tableros de mando y control	20,00	287.843.019		14.393.302	55.589.420,25		2.779.693	336.069.372		16.804.813	23.394.712		1.169.829
Sistemas de combustible	20,00	172.705.811		8.635.981	33.353.652,15		1.667.816	201.641.623		10.082.888	14.036.827		701.898
Sub – estaciones	25,00	251.907.981		10.075.312	48.649.498,92		1.945.785	294.113.636		11.763.369	20.474.058		818.880
Equipos auxiliares de planta	20,00	115.137.208		5.757.321	22.235.768,10		1.111.877	134.427.749		6.721.925	9.357.885		467.932
Tubería forzada	25,00	143.947.418		5.757.321	27.799.713,67		1.111.877	168.064.935		6.721.925	11.699.462		467.932
Sistemas de telemando	15,00	215.882.264		14.393.302	41.692.065,18		2.779.693	252.052.029		16.804.813	17.546.034		1.169.829
Sistemas de servicios eléctricos	25,00	143.947.418		5.757.321	27.799.713,67		1.111.877	168.064.935		6.721.925	11.699.462		467.932
Sistema contra incendio	25,00	107.960.563		4.317.991	20.849.785,25		833.908	126.048.701		5.041.444	8.774.596		350.949
Transformadores	15,00	215.882.264		14.393.302	41.692.065,18		2.779.693	252.052.029		16.804.813	17.546.034		1.169.829
Sistema de control	20,00	287.843.019		14.393.302	55.589.420,25		2.779.693	336.069.372		16.804.813	23.394.712		1.169.829
TOTALES		**2.648.283.155**		**143.933.023**	**511.447.266,73**		**27.796.934**	**3.091.986.943**		**168.048.129**	**215.241.708**		**11.698.292**

Tabla 5.2: CADAFE: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (2 de 4): Continuación…….

Descripción	Tiempo Años	PLANTA TURBO GAS PTO. FIJO			PLANTA TURBO GAS CORO			PLANTA MIXTA PTA. TÁCHIRA		
		Base		Imposición	Base		Imposición	Base	%	Imposición
Planta turbo gas	12,50	298.436.390		23.876.105	51.747.836		4.140.034	51.968.204	8	4.157.664
Planta diesel	12,50							86.613.673	8	6.929.440
Plantas mixtas	12,50							86.613.673	8	6.929.440
Unidades generadoras a gas	20,00	286.490.340		14.325.663	49.676.432		2.484.020	83.146.632	5	4.157.664
Unidades generadoras diesel	20,00							83.146.632	5	4.157.664
Tableros de mando y control	20,00	238.741.950		11.938.052	41.397.027		2.070.017	138.577.719	5	6.929.440
Sistemas de combustible	20,00	143.245.170		7.162.831	24.838.216		1.242.010	41.573.316	5	2.078.832
Sub – estaciones	25,00	208.936.812		8.356.637	36.228.919		1.449.012	173.253.332	4	6.929.440
Equipos auxiliares de planta	20,00	95.496.780		4.775.221	16.558.811		828.007	41.573.316	5	2.078.832
Tubería forzada	25,00	119.392.464		4.775.221	20.702.239		828.007		4	
Sistemas de telemando	15,00	179.056.462		11.938.052	31.047.770		2.070.017	62.359.974	7	4.157.664
Sistemas de servicios eléctricos	25,00	119.392.464		4.775.221	20.702.239		828.007	103.951.999	4	4.157.664
Sistema contra incendio	25,00	89.544.348		3.581.416	15.526.680		621.005	34.650.666	4	1.385.888
Transformadores	15,00	179.056.462		11.938.052	31.047.770		2.070.017	41.573.316	7	2.771.776
Sistema de aire comprimido	20,00							55.431.088	5	2.771.776
Sistema de control	20,00	238.741.950		11.938.052	41.397.027		2.070.017	55.431.088	5	2.771.776
Plantas móviles	10,00		0			0		69.297.175	10	6.929.440
TOTALES		**2.196.531.590**		**119.380.525**	**380.870.964**		**20.700.169**	**1.209.161.802**		**69.294.403**

Tabla 5.2: CADAFE: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (3 de 4). Continuación…….

Descripción	Tiempo Años	CENTRAL HIDROELÉCTRICA JOSE A. PÁEZ			CENTRAL HIDROELÉCTRICA JUAN A. R			CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAN AGATÓN			PLANTA CENTRO		
		Base		Imposición	Base		Imposición	Base		Imposición	Base		Imposición
Planta turbo vapor	12,50										141.219.970		11.298.162,46
Planta turbo gas	12,50										141.219.970		11.298.162,46
Planta diesel	12,50										141.219.970		11.298.162,46
Planta hidráulicas	12,50	104.434.556		8.355.182	41.761.031		3.341.050	664.407.992		53.155.297			
Casas para el personal	49,99	208.837.787		4.177.591	100.211.443		2.004.630	1.594.340.043		31.893.178	141.198.791		2.824.540,62
Vías y acceso	49,99	278.450.383		5.570.121	133.615.257		2.672.840	2.125.786.723		42.524.238	70.599.396		1.412.270,31
Edificios y construcciones	49,99	278.450.383		5.570.121	133.615.257		2.672.840	2.125.786.723		42.524.238	70.599.396		1.412.270,31
Equipos de calderas	20,00										225.945.174		11.298.162,46
Unidades generadoras a vapor	25,00										282.482.310		11.298.162,46
Unidades generadoras a gas	20,00										169.458.880		8.473.621,85
Unidades generadoras diesel	20,00										169.458.880		8.473.621,85
Unidades generadoras hidráulicas	25,00	174.083.704		6.962.652	83.534.591		3.341.050	1.329.015.327		53.155.297			
Tableros de mando y control	20,00	139.241.897		6.962.652	66.815.645		3.341.050	1.063.020.899		53.155.297	141.215.734		7.061.351,54
Sistemas de enfriamiento	20,00	111.393.518		5.570.121	53.452.516		2.672.840	850.416.719		42.524.238	141.215.734		7.061.351,54
Sistemas de combustible	20,00	111.393.518		5.570.121	53.452.516		2.672.840	850.416.719		42.524.238	141.215.734		7.061.351,54
Sub – estaciones	25,00	104.450.222		4.177.591	50.120.755		2.004.630	797.409.196		31.893.178	176.551.444		7.061.351,54
Equipos auxiliares de planta	20,00	111.393.518		5.570.121	53.452.516		2.672.840	850.416.719		42.524.238	112.972.587		5.649.081,23
Tubería forzada	25,00	174.083.704		6.962.652	83.534.591		3.341.050	1.329.015.327		53.155.297			
Represas, embalses y diques	40,01	334.260.769		8.355.182	160.396.040		4.009.259	2.551.862.555		63.786.356			
Galerías subterráneas	49,99	208.837.787		4.177.591	100.211.443		2.004.630	1.594.340.043		31.893.178			
Sistemas de telemando	15,00	62.658.854		4.177.591	30.067.040		2.004.630	478.359.404		31.893.178	63.547.080		4.236.810,92

Tabla 5.2: CADAFE: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (4 de 4). Continuación…….

Descripción	Tiempo Años	CENTRAL HIDROELÉCTRICA JOSE A. PÁEZ			CENTRAL HIDROELÉCTRICA JUAN A. R.			CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAN AGATÓN			PLANTA CENTRO		
Sistemas de servicios eléctricos	25,00	104.450.222		4.177.591	50.120.755		2.004.630	797.409.196		31.893.178	35.310.289		1.412.270,31
Sistemas para suministro de agua	15,00	83.545.138		5.570.121	50.111.734		3.341.050	797.265.674		53.155.297	42.364.720		2.824.540,62
Sistema de drenaje	20,00	83.545.138		4.177.591	40.089.387		2.004.630	637.812.539		31.893.178	56.486.293		2.824.540,62
Sistema para aguas negras	15,00	41.772.569		2.785.061	20.044.693		1.336.420	318.906.270		21.262.119	21.182.360		1.412.270,31
Sistema contra incendio	25,00	69.633.482		2.785.061	33.413.837		1.336.420	531.606.131		21.262.119	35.310.289		1.412.270,31
Sistema de clorinación	25,00	69.633.482		2.785.061	33.413.837		1.336.420	531.606.131		21.262.119	35.310.289		1.412.270,31
Grúas	20,00	55.696.759		2.785.061	26.726.258		1.336.420	425.208.359		21.262.119			
Transformadores	15,00	41.772.569		2.785.061	20.044.693		1.336.420	318.906.270		21.262.119	21.182.360		1.412.270,31
Sistema de desalinización	25,00	69.633.482		2.785.061	33.413.837		1.336.420	531.606.131		21.262.119	35.310.289		1.412.270,31
Muelles	25,00	69.633.482		2.785.061	33.413.837		1.336.420	531.606.131		21.262.119	70.620.577		2.824.540,62
Sistema de lubricación general	20,00	55.696.759		2.785.061	26.726.258		1.336.420	425.208.359		21.262.119			
Sistema de aire comprimido	20,00	55.696.759		2.785.061	26.726.258		1.336.420	425.208.359		21.262.119	56.486.293		2.824.540,62
Sistema de control	20,00	55.696.759		2.785.061	26.726.258		1.336.420	425.208.359		21.262.119	28.243.147		1.412.270,31
Equipos hidromecánicos, blindajes y galerías.	10,00	41.777.582	0	4.177.591	20.047.099		2.004.630	318.944.540	0	31.893.178	28.246.536	0	2.824.540,62
Equipos hidromecánicos, compuertas y cabrestantes	10,00	83.555.164	0	8.355.182	40.094.198	0	4.009.259	637.889.080	0	63.786.356		0	
Sistemas de comunicación	10,00	27.851.721	0	**2.785.061**	**13.364.733**	0	1.336.420	212.629.693	0	21.262.119		0	
TOTALES		**3.411.561.663**		**139.253.036**	**1.638.718.312**		**66.820.990**	**26.071.615.612**		**1.063.105.940**	**2.796.174.489**		**141.227.031**

Fuente: Diseño propio a partir de: Estados Financieros de CADAFE (2006)

En la tabla precedente, observamos que las plantas Central Hidroeléctrica San Agatón, Central Hidroeléctrica José Antonio Páez, Planta Turbo Gas Félix García y Planta Centro reflejan los mayores montos en recursos invertidos por concepto de inmovilizado de activos, mientras que los menores montos los observamos en las plantas de generación Turbo Gas Pedro Camejo, Planta Turbo Gas Coro y Planta Turbo Gas Alfredo Salazar.

La razón de esta disparidad en la inversión se debe a la capacidad de generación de energía existente en cada caso. Concretamente, en las primeras plantas se centra el 70% de la generación de energía de la empresa.

Otro de los aspectos que se desprenden de la precitada tabla es el hecho de que las plantas de generación hidroeléctricas requieren de una mayor inversión que las plantas termoeléctricas. En consecuencia, los montos reflejados por concepto de amortización del inmovilizado también son mayores.

b) Costes fijos correspondientes al personal

Siguiendo con esta línea, en la tabla y párrafos siguientes abordaremos el rubro correspondiente a mano de obra detallado por planta de generación, para que, a continuación, calculemos el monto a imputar en concepto de costes fijos.

Recuérdese que, al margen de lo consignado en las diferentes partidas de gastos de personal, se añadirán también los importes satisfechos en concepto de: “útiles, herramientas e implementos de trabajo”, “equipos de protección” y “agua potable”.

Tabla 5.3
CADAFE
Costes fijos reales de personal (1 de 4)

Descripción	Planta turbo gas Guanta I	Planta turbo gas Alfredo Salazar	Planta turbo gas Félix García (San Fernando)	Planta turbo gas Pedro Camejo	Planta turbo gas Punto Fijo	Planta turbo gas Coro	Planta mixta Planta Táchira
Nº de empleados	37	30	29	35	36	26	53
Importe por nómina	**515.384.430**	**430.475.664**	**435.391.912**	**503.414.438**	**541.120.554**	**355.417.880**	**777.076.941**
111 Sueldos ordinarios fijos	171.115.121	172.283.288	176.677.956	252.673.049	294.231.041	187.887.706	322.546.151
112 Jornales ordinarios fijos	344.269.309	258.192.377	257.922.536	239.134.478	246.889.513	167.530.174	454.530.790
158 Sueldos y salarios personal contratado			791.420	11.606.910			
Más Otras prestaciones contractuales	**656.915.425**	**516.747.573**	**497.258.788**	**559.216.686**	**599.465.344**	**393.888.547**	**998.306.221**
113 Asignaciones para vivienda	20.776.378	16.578.319	18.378.942	20.556.826	22.721.521	14.893.274	30.562.486
114 Asignación por vehículo							749.003
115 Auxilio de transporte	1.932.535		7.160.455	7.761.866	1.492.223	16.000	986.294
131 Sueldos extraordinarios	899.073		2.191.286		1.278.248	2.890.445	
132 Jornales extraordinarios			4.090.684		6.805.492	5.444.554	3.821.845
133 Comisiones	272.010						
134 Sobretiempos diurnos y nocturnos	112.562.585	106.168.716	74.761.126	71.966.041	87.319.996	59.814.434	181.866.634
135 Bono dominical y nocturno	48.975.284	49.531.555	41.752.030	74.291.477	42.780.181	35.065.357	29.624.871
136 Días de descanso feriado	179.129.366	95.348.736	122.351.173	147.833.852	101.397.656	55.808.411	154.127.442
137 Bonificación por suplencia	1.224.534	133.446	1.690.266		289.299	236.548	735.444
138 Tiempo de viaje	26.620.355	17.061.999			31.167.274	18.784.457	31.875.459
139 Bonificación especial	148.975.342	127.320.548	125.895.890	130.246.575	156.000.000	104.000.000	212.000.000
140 Prima por razones de servicio profesional	2.880.000	3.040.000	1.760.000	3.520.000	3.840.000	1.760.000	3.840.000
149 Otras prestaciones contractuales	17.282.363	16.632.257	7.402.118	15.619.838	19.560.938	9.018.338	181.789.243

Tabla 5.3: CADAFE. Costes fijos reales de personal (2 de 4). Continuación……

Descripción	Planta turbo gas Guanta I	Planta turbo gas Alfredo Salazar	Planta turbo gas Félix García (San Fernando)	Planta turbo gas Pedro Camejo	Planta turbo gas Punto Fijo	Planta turbo gas Coro	Planta mixta Planta Táchira
Nº de empleados	**37**	**30**	**29**	**35**	**36**	**26**	**53**
150 Primas por razones de servicio técnico	7.442.929	7.903.179	8.071.812	10.080.276	13.973.006	9.623.843	15.956.558
154 Gastos de comida lunch	36.341.560	38.391.696	35.625.049	38.292.384	50.024.673	34.156.755	58.176.225
159 Prima operadores despacho						73.000	
167 Prima por riesgo eléctrico	51.601.111	38.637.123	46.127.957	39.047.552	60.814.836	42.303.131	92.194.716
Más: Importe de seguridad social	**746.716.508**	**518.190.794**	**415.193.113**	**335.300.219**	**440.344.224**	**217.652.350**	**535.107.253**
144 Medicinas	382.706.602	231.314.399	104.379.609	39.560.555	97.399.403	38.220.632	233.989.190
145 Exámenes de laboratorio	30.925.100	17.014.740	11.243.900	5.456.240	2.334.209	1.093.073	17.557.348
146 Otras prestaciones médicas	65.675.811	53.783.706	16.974.400	11.775.290	4.480.156	2.972.000	37.230.528
155 Cotización al seguro social	50.709.923	26.269.481	66.250.514	72.578.996	82.565.860	52.681.801	109.255.343
156 Ticket cesta	143.258.134	123.575.833	136.845.110	118.311.800	141.496.960	88.964.707	5.832.500
165 Aporte en cuanto a política habitacional	9.039.385	7.649.032	7.339.338	7.940.953	9.525.069	6.200.133	12.709.897
173 Seguro colectivo de hospitalización	56.436.357	51.616.527	63.480.901	69.828.925	91.851.104	20.980.104	104.876.124
174 Aporte de la empresa al seguro personal	7.965.197	6.967.076	8.679.342	9.847.460	10.691.462	6.539.900	13.656.323
Más: Otros costes del personal	**1.731.637.169**	**1.328.043.110**	**1.460.007.837**	**1.981.963.807**	**1.610.196.074**	**1.073.034.457**	**3.010.425.558**
Provisiones y otros (141,142,143,147, 152 y 157)	1.71815.608	1.307.080.220	1.450.293.048	1.891.642.259	1.580.655.553	1.061.680.609	2.993.973.675
239 Útiles herramientas e implementos de trabajo	1.522.300	10.849.958	4.288.395	6.690.026,83	5.292.570	1.218.103	13.311.519
245 Equipos de protección	4.820.915	7.277.090	5.426.394	10.008.664,21	8.124.156	4.507.433	2.440.364
343 Agua potable	14.478.345	2.835.842		73.622.856,57	16.123.795	5.628.312	700.000
Total Costes de personal	**3.650.653.532**	**2.793.457.141**	**2.807.851.650**	**3.379.895.150**	**3.191.126.196**	**2.039.993.233**	**5.320.915.973**

Tabla 5.3: CADAFE. Costes fijos reales de personal operativo (3 de 4). Continuación……

Descripción	Central hidroeléctrica José A. Páez	Central hidroeléctrica Juan A. R. (Peña Larga)	Central hidroeléctrica San Agatón	Planta Centro
Nº de empleados	55	32	45	402
Importe por nómina	**767.527.145**	**470.144.398**	**681.490.529**	**5.499.638.555**
111 Sueldos ordinarios fijos	465.274.819	299.428.293	413.831.479	5.143.137.696
112 Jornales ordinarios fijos	302.252.326	170.716.106	267.659.050	356.136.032
158 Sueldos y salarios personal contratado				364.828
Más Otras prestaciones contractuales	**1.401.082.305**	**773.014.769**	**1.164.226.447**	**8.510.227.351**
113 Asignaciones para vivienda	31.040.566	18.918.892	27.012.009	188.926.826
114 Asignación por vehículo	342.293.484	186.224.101	332.285.297	0
115 Auxilio de transporte	158.160		203.040	1.645.633
131 Sueldos extraordinarios				5.890.273
132 Jornales extraordinarios	21.511.920	7.864.508	5.365.548	4.993.560
134 Sobretiempos diurnos y nocturnos	202.544.703	107.783.573	189.013.097	1.986.462.085
135 Bono dominical y nocturno	42.191.024	30.265.238	30.028.530	1.038.323.646
136 Días de descanso feriado	240.130.613	110.374.837	189.482.502	2.658.101.557
137 Bonificación por suplencia	1.191.639		536.932	31.782.884
138 Tiempo de viaje	74.264.371	52.254.502	17.111.983	373.323.781
139 Bonificación especial	216.000.000	132.000.000	188.000.000	0
140 Prima por razones de servicio profesional	3.360.000	2.720.000	5.280.000	29.120.000
149 Otras prestaciones contractuales	24.287.028	10.798.713	19.017.788	139.385.598
150 Primas por razones de servicio técnico	30.687.951	20.988.129	25.316.680	375.628.498
154 Gastos de comida lunch	66.619.341	32.337.975	41.601.681	758.632.773
167 Prima por riesgo eléctrico	104.801.506	60.484.300	93.971.360	918.010.238

Tabla 5.3: CADAFE. Costes fijos reales de personal (4 de 4). Continuación……

Descripción	Central hidroeléctrica José A. Páez	Central hidroeléctrica Juan A. R. (Peña Larga)	Central hidroeléctrica San Agatón	Planta Centro
Nº de empleados	**55**	**32**	**45**	**402**
Más: Importe de seguridad social	**643.708.727**	**440.386.166**	**733.644.879**	**3.007.898.067**
144 Medicinas	226.215.759	151.749.065	199.491.024	199.014.963
145 Exámenes de laboratorio	19.971.250	13.237.120	11.195.947	6.061.205
146 Otras prestaciones médicas	50.622.715	24.528.500	38.161.872	82.316.771
155 Cotización al seguro social	68.751.788	49.007.254	71.511.890	930.573.025
156 Ticket cesta	71.423.491	102.842.207	288.830.111	892.326.120
165 Aporte en cuanto a política habitacional	12.896.545	7.622.744	11.590.997	94.144.396
173 Seguro colectivo de hospitalización	180.514.557	81.353.695	98.125.401	641.906.720
174 Aporte de la empresa al seguro personal	13.312.622	10.045.581	14.737.637	161.554.866
Más: Otros costes del personal	**4.000.529.402**	**2.163.585.818**	**2.436.072.147**	**18.923.648.178**
Provisiones y otros (141,142,143,147, 152 , 157)	3.956.789.489	2.148.834.283	2.420.640.876	16.187.415.559
239 Útiles herramientas e implementos de trabajo	32.095.007	14.514.749	14.670.872	35.215.869
245 Equipos de protección	11.644.906	236.787	760.399	148.486.654
343 Agua potable				2.552.530.096
Total Costes de personal	**6.812.847.579**	**3.847.131.151**	**5.015.434.001**	**35.941.412.151**

Fuente: Diseño propio a partir de: CADAFE. Estados Financieros detallados. (2006).

En la tabla 5.3, se distinguen tres aspectos bien diferenciados: importe por nómina propiamente dicho, otras prestaciones contractuales, importe por seguridad social y otros costes relacionados con provisiones por vacaciones, antigüedad y jubilaciones, entre otros.

En cuanto a los importes se refiere, observamos que los costes más importantes corresponden a las partidas de otras prestaciones contractuales y provisiones por jubilaciones y antigüedad.

c) Otros costes fijos reales

En la tabla siguiente, reflejamos el montante de las partidas de "otros costes fijos" distribuidos en tres grupos bien diferenciados: "costes por edificaciones", "costes por vehículos", "costes por oficina y administración" y, "otros costes", todos ellos relacionados con el proceso de generación de energía.

Tabla 5.4
Otros costes fijos reales (1 de 4)

OTROS COSTES FIJOS	Planta turbo gas Guanta I	Planta turbo gas Alfredo Salazar	Planta turbo gas Félix García	Planta turbo gas Pedro Camejo	Planta turbo gas Punto Fijo	Planta turbo gas Coro	Planta mixta Planta Táchira
Coste de edificios	**270.276.234**	**318.002.888**	**127.123.663**	**951.000.153**	**187.683.108**	**184.300.234**	**578.464.836**
241 Bombillas lámparas y luminarias	1.167.816	8.923.283	312.351	202.579,00	1.660.710	159.481	3.376.018
249 Materiales de aseo y limpieza	669.456	1.044.245	2.376.377	834.726,18	693.841	103.010	8.754.996
314 Servicio de vigilancia	43.487.931	121.787.442	51.148.390	95.072.994,98	88.000.000	75.000.000	294.972.395
331 Mantenimiento de inmuebles	16.921.107		24.727.088	127.482,84	1.372.561	210.241	6.780.426
333 Mantenimiento de instalaciones	23.376.299	32.679.784	6.717.305	1.127.832,00	98.000	126.000	33.966.374
344 Limpieza de locales	37.668.824	54.014.888		4.550.668,42	67.526.368	43.854.123	42.765.677
345 Aseo urbano				1.225.447,45			288.375
381 Reparaciones de inmuebles			7.999.538	6.996,37		17.709.449	
383 Reparación de instalaciones	146.984.803	99.553.247	33.842.613	847.851.425,51	28.331.627	47.137.929	187.560.576
Coste de vehículos	**667.945.764**	**984.053.363**	**188.169.580**	**521.698.040**	**1.016.802.166**	**285.700.628**	**1.384.896.610**
240 Repuestos y accesorios de vehículos		83.384	95.600	255.000,00	98.100	12.543	
242 Cauchos y tripas	2.498.940	24.000	44.847	197.645,99		78.675	1.901.165
243 Otros repuestos y accesorios de equipos de transporte	1.508.140	12.564.649	194.684	232.551,99	1.141.306	1.027.893	2.563.072
346 Mantenimiento y estacionamiento vehículos	455.000	554.220		29.999,97		184.000	923.650
372 Seguros de vehículos y accesorios	661.920.764	958.760.750	187.744.949	520.949.947,72	1.014.837.561	284.154.517	1.367.493.613
385 Reparación de equipos de transporte	1.562.920	12.066.360	89.500	32.894,74	725.200	243.000	12.015.110
Costes de oficina y administración	**15.497.884**	**8.114.136**	**25.921.279**	**13.747.027**	**14.092.562**	**8.422.444**	**38.228.625**
246 Papelería, impresos y suministros	3.710.168	2.886.480	2.838.840	1.845.313,87	1.999.482	390.885	7.442.225
248 Cintas, tarjetas y formas continuas	893.600	1.259.050	1.125.565	146.040,00	408.562	227.712	4.812.769
337 Correos y comunicaciones			550.000		292.305	132.614	
352 Teléfonos	10.733.946	3.968.606	7.318.111	8.641.675,07	6.455.526	4.785.673	17.092.903
359 Otros servicios externos	160.170		14.088.764	3.113.998,44	4.936.687	2.885.559	8.880.727

Tabla 5.4: "Otros costes fijos reales (2 de 4). Continuación……

OTROS COSTES FIJOS	Planta turbo gas Guanta I	Planta turbo gas Alfredo Salazar	Planta turbo gas Félix García	Planta turbo gas Pedro Camejo	Planta turbo gas Punto Fijo	Planta turbo gas Coro	Planta mixta Planta Táchira
Otros costes varios	**49.887.280**	**63.571.109**	**15.530.762**	**116.079**	**5.273.460**	**10.332.422**	**78.664.637**
252 Materiales y suministros varios	1.804.075	5.992.345	1.280.762	116.079,04	258.460	131.388	5.099.899
312 Alquiler de equipos y bienes	48.083.205	57.578.764	14.250.000		5.015.000	10.201.034	73.564.739
Total otros costes fijos	**1.003.607.162**	**1.373.741.496**	**356.745.283**	**1.486.561.300**	**1.223.851.295**	**488.755.727**	**2.080.254.709**

Fuente: Diseño propio a partir de: CADAFE. Estados Financieros detallados. (2006).

Tabla 5.4: "Otros costes fijos reales (3 de 4). Continuación……

OTROS COSTES FIJOS	Central hidroeléctrica José A. Páez	Central hidroeléctrica Juan A. R.	Central hidroeléctrica San Agatón	Planta Centro
Coste de edificios	**478.896.473**	**169.398.860**	**594.346.486**	**3.372.922.252**
241 Bombillas lámparas y luminarias	2.869.288	8.929.302	7.222.495	27.741.808
249 Materiales de aseo y limpieza	4.592.750	349.599	1.046.180	0
314 Servicio de vigilancia	115.173.125	86.044.844	204.391.032	50.792.928
331 Mantenimiento de inmuebles	60.109.075	65.360	54.837.136	0
333 Mantenimiento de instalaciones	77.049.488	8.198.200	97.844.225	2.631.033.885
344 Limpieza de locales	101.639.709	51.661.555	199.489.535	
381 Reparaciones de inmuebles		1.765.000		
383 Reparaciones de instalaciones	117.463.038	12.385.000	29.515.883	663.353.631
Coste de vehículos	**1.411.037.537**	**322.869.519**	**1.198.685.654**	**17.491.701.373**
240 Repuestos y accesorios de vehículos			485.572	335.000
242 Cauchos y tripas	5.020.773	3.708.842	2.659.825	0
243 Otros repuestos y accesorios de equipos de transporte	4.026.981	2.057.081	1.911.368	0
346 Mantenimiento y estacionamiento vehículos	1.726.176	1.799.454	2.439.000	
372 Seguros de vehículos y accesorios	1.326.054.412	296.839.986	1.156.914.819	17.491.366.373
385 Reparación de equipos de transporte	74.209.195	18.464.156	34.275.071	

Tabla 5.4: "Otros costes fijos reales (4 de 4). Continuación……

OTROS COSTES FIJOS	Central hidroeléctrica José A. Páez	Central hidroeléctrica Juan A. R.	Central hidroeléctrica San Agatón	Planta Centro
Costes de oficina y administración	**146.667.672**	**44.798.846**	**42.975.673**	**74.648.541**
246 Papelería, impresos y suministros	7.020.300	6.539.129	7.581.316	34.520.357
248 Cintas, tarjetas y formas continuas	663.259	368.104	1.880.532	20.363.835
253 Materiales de uso didáctico		79.500		
347 Comisiones y gastos bancarios				13.000
352 Teléfonos	1.903.860	33.953.499	30.492.364	
359 Otros servicios externos	137.080.253	3.858.613	3.021.461	19.751.349
Otros varios	**218.420.841**	**120.829.454**	**131.350.016**	**355.914.568**
252 Materiales y suministros varios	7.150.262	1.012.100	3.198.430	207.023.064
312 Alquiler de equipos y bienes	211.270.579	119.817.354	128.151.586	148.891.504
Total otros costes fijos	**2.255.022.523**	**657.896.679**	**1.967.357.829**	**21.295.186.734**

Fuente: Diseño propio a partir de: CADAFE. Estados Financieros detallados. (2006).

La explicación de estos costes tan elevados se fundamenta en el hecho de que las plantas se construyen en su mayoría en sitios lejanos a la ciudad y, por lo tanto, deben contar con instalaciones acordes para el hospedaje del personal. Esto, por supuesto, incrementa los costes contratados tanto de vigilancia, como de aseo y limpieza, además de lo concerniente a costes por reparación de instalaciones.

d) Capacidad normal de generación

En este punto, pretendemos mostrar la capacidad de generación de cada una de las plantas objeto de estudio bajo condiciones normales.

Para ello, en la tabla siguiente, reseñamos la capacidad instalada de las plantas o capacidad de generación máxima, a la que hemos denominada carga instalada. A continuación restamos la denominada ociosidad normal y el autoconsumo generado por el mantenimiento de las operaciones normales.

Tabla 5.5

Capacidad normal de generación (1 de 2)

DESCRIPCION	UNID	Planta turbo gas Guanta I	Planta turbo gas Alfredo Salazar (Anaco)	Planta turbo gas Félix García Casimiro	Planta turbo gas Pedro Camejo	Planta turbo gas Punto Fijo	Planta turbo gas Coro
Carga instalada (a)	**MW**	140	210	60	340	190	70
Ociosidad normal para el conjunto de la planta (b)	**%**	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%
Ociosidad normal (a) x (b) = (c)	**MW**	0,28	0,42	0,12	0,68	0,38	0,14
Carga instalada depurada para el conjunto de la planta (a) - (c) = (d)	**MW**	139,72	209,58	59,88	339,32	189,62	69,86
Tiempo máximo por turbina 365x24 = (e)	**Horas**	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Número de turbinas por planta (f)	**Unid**	2	3	3	4	8	4
Tiempo máximo por planta (e) x (f) = (g)	**Horas**	17.520	26.280	26.280	35.040	70.080	35.040
Horas normales de mantenimiento por turbina (h)	**Horas**	720	720	720	720	720	720
Horas normales mantenimiento por planta (f) x (h) = (i)	**Horas**	1.440	2.160	2.160	2.880	5.760	2.880
Horas de actividad por año para el conjunto de la planta (g) - (i) = (j)	**Horas**	16.080	24.120	24.120	32.160	64.320	32.160
Kilowatios potenciales por año para el conjunto de la planta (d / f) x (j) x 1000 = (k)	**KWh**	1.123.348.800	1.685.023.200	481.435.200	2.728.132.800	1.524.544.800	561.674.400
KWh por autoconsumo (l)	**KWh**	16.962.567	25.443.850	10.639.718	60.291.735	33.692.440	12.413.004
Capacidad normal de generación (k) - (l) = (m)	**KWh**	1.106.386.233	1.659.579.350	470.795.482	2.667.841.065	1.490.852.360	549.261.396

Tabla 5.5: Capacidad normal de generación (2 de 2). Continuación…..

DESCRIPCION	UNID	Planta mixta Planta Táchira	Central hidroeléctrica José A. Páez	Central hidroeléctrica Juan A. R. (Peña Larga)	Central hidroeléctrica San Agatón	Planta Centro
Carga instalada (a)	**MW**	217	240	80	300	2.000
Ociosidad normal para el conjunto de la planta (b)	**%**	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%
Ociosidad normal (a) x (b) = (c)	**MW**	0,43	0,48	0,16	0,60	4,00
Carga instalada depurada para el conjunto de la planta (a) - (c) = (d)	**MW**	216,97	239,52	79,84	299,40	1.996,00
Tiempo máximo por turbina 365x24 = (e)	**Horas**	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Número de turbinas por planta (f)	**Unid**	8	4	2	2	5
Tiempo máximo por planta (e) x (f) = (g)	**Horas**	70.080	35.040	17.520	17.520	43.800
Horas normales de mantenimiento por turbina (h)	**Horas**	720	720	720	720	720
Horas normales mantenimiento por planta (f) x (h) = (i)	**Horas**	5.760	2.880	1.440	1.440	3.600
Horas de actividad por año para el conjunto de la planta (g) - (i) = (j)	**Horas**	64.320	32.160	16.080	16.080	40.200
Kilowatios potenciales por año para el conjunto de la planta (d / f) x (j) x 1000 = (k)	**KWh**	1.744.400.208	1.925.740.800	641.913.600	2.407.176.000	16.047.840.000
KWh por autoconsumo (l)	**KWh**	23.549.403	25.997.501	8.665.834	32.496.876	348.861.534
Capacidad normal de generación (k) - (l) = (M)	**KWh**	1.720.850.805	1.899.743.299	633.247.766	2.374.679.124	15.698.978.466

Fuente: Diseño propio a partir de información suministrada por la empresa CADAFE.2006

El promedio de ociosidad normal se encuentra estandarizado de manera uniforme para todo tipo de de planta generadora. Así, se tiene previsto que para la conversión de energía, partiendo de la capacidad instalada de la planta, se pierda, aproximadamente, el 0,20%.

La diferencia entre la carga instalada y la ociosidad normal es lo que llamamos carga instalada depurada. A dicho concepto debemos restar acto seguido las horas de mantenimiento normales.

Con respecto a las horas de mantenimiento de las unidades generadoras, en los programas de mantenimiento preventivo se estima que estas unidades generadoras estarán fuera de servicio por un mes al año, lo que equivale a 720 horas.

Otro de los aspectos que merma la disponibilidad de energía para transmisión respecto a la capacidad instalada de generación es la energía consumida por planta para autoconsumo. Dicha cantidad varía por tipo de planta, por cuanto la energía consumida depende de los procesos automatizados y del proceso de autoexcitación cuando se inicia el proceso de arranque de la turbina.

En este aparte de autoconsumo se incluye también lo referente al mantenimiento de turbinas y el consumo de energía registrado por equipos e instalaciones propias de la planta, entre otros.

e) Coeficiente de actividad de generación

Una vez determinada la capacidad de generación normal por planta, es importante comparar este resultado con los KWh realmente generados con el fin de mostrar el grado de aprovechamiento de cada planta de generación.

En la tabla siguiente, mostramos los resultados obtenidos producto de esta comparación entre la capacidad normal y los KWh realmente generados.

Tabla 5.6

Coeficiente de Actividad (1 de 2)

DESCRIPCION	UNID	Planta turbo gas Guanta I	Planta turbo gas Alfredo Salazar (Anaco)	Planta turbo gas Félix García	Planta turbo gas Pedro Camejo	Planta turbo gas Punto Fijo	Planta turbo gas Coro
Capacidad normal de generación (a)	**KWh**	1.106.386.233	1.659.579.350	470.795.482	2.667.841.065	1.490.852.360	549.261.396
Actividad real de generación (b)	**KWh**	377.050.000	515.340.000	58.340.000	949.410.000	570.830.000	90.430.000
Coeficiente de actividad (b /a = c)	**%**	34,08%	31,05%	12,39%	35,59%	38,29%	16,46%

Tabla 5.6: Coeficiente de Actividad (2 de 2). Continuación……

DESCRIPCION	UNID	Planta mixta Planta Táchira	Central hidroeléctrica José A. Páez	Central hidroeléctrica Juan A. R. (Peña Larga)	Central hidroeléctrica San Agatón	Planta Centro
Capacidad normal de generación (a)	**KWh**	1.720.850.805	1.899.743.299	633.247.766	2.374.679.124	15.698.978.466
Actividad real de generación (b)	**KWh**	557.010.000	796.990.000	178.580.000	1.333.060.000	4.880.822.431
Coeficiente de actividad (b /a = c)	**%**	32,37%	41,95%	28,20%	56,14%	31,09%

Fuente: Diseño propio a partir de información suministrada por la empresa CADAFE.2006

Como podemos observar en las tablas precedentes, las plantas que mejor aprovechan la capacidad disponible son la central hidroeléctrica San Agatón y la central hidroeléctrica José Antonio Páez, con unos coeficientes de actividad del 56,14% y 41,95%, respectivamente, mientras que los menores niveles de aprovechamiento se observan en la planta turbo gas Félix García y la planta turbo gas Coro, con un 12,39% y 16,46%, respectivamente.

Una de las razones que motivan este promedio tan bajo de aprovechamiento de la capacidad productiva en generación es el hecho de que, ante la falta de cumplimiento de los programas de mantenimiento preventivo, las unidades generadoras se han desgastado en promedios por encima de lo normal y, en consecuencia, se encuentran defectuosas. Hoy en día, el parque de generación requiere de inversiones cuantiosas de dinero para llevarlo a condiciones operativas normales.

Esta situación hace que la actividad no sea suficiente para suplir la demanda de los usuarios y mantener la calidad del servicio prestado, [55] lo cual produce constantes racionamientos[56] (suspensión temporal del servicio) e incremento en los costes de energía disponible, por cuanto se hace necesario adquirir la energía no generada de otros países a través del sistema interconectado nacional, [57] a precios más altos.

No obstante, el Estado apuesta por incrementar la producción de energía mediante la repotenciación de las unidades generadoras actuales y la instalación de otras

---

[55] WORDPRESS.COM. Fallas del servicio eléctrico en varias partes del país. Disponible en: http://realidadalternativa.wordpress.com/2008/09/01/fallas-de-servicio-electrico-en-varias-partes-del-pais/

[56] GLOBOVISION.COM. Continúan los apagones en Venezuela. Disponible en: http://www.globovision.com/news.php?nid=97804

[57] ASSOCIATED PRESS. La generadora de electricidad estatal de Colombia comenzó a exportar a 80 megavatios de energía para abastecer las regiones del oeste de Venezuela, mientras ese país moderniza la planta eléctrica de San Agatón. Disponible en: http://espanol.news.yahoo.com/s/ap/080918/latinoamerica/ams_eco_colombia_venezuela_electricidad&printer=1

nuevas para evitar la dependencia total de la presa Guri, que suple el 72% de la energía consumida. En este sentido, se tiene previsto invertir cerca de 9.022 millones de dólares para incrementar la capacidad de generación a corto y medio plazo en 8.000 megavatios, y así ubicar la producción total del país en 33.000 megavatios.[58]

f) Pérdida por subactividad y costes fijos imputados

Como consecuencia de los coeficientes de actividad antes calculados, las pérdidas por subactividad en las diferentes plantas serán muy elevadas.

En este orden, en la tabla siguiente proporcionamos el cálculo de la pérdida por subactividad y el montante del coste fijo imputado al servicio, por cada una de las plantas de generación de energía.

[58] La capacidad de generación eléctrica de Venezuela subirá a 33.000 megavatios. Disponible en: http://www.soitu.es/soitu/2008/05/30/info/1212169581_713566.html.

Tabla 5.7

Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (1 de 2)

DESCRIPCION	Unidad	Planta turbo gas Guanta I	Planta turbo gas Alfredo Salazar (Anaco)	Planta turbo gas Félix García Casimiro	Planta turbo gas Pedro Camejo	Planta turbo gas Punto Fijo	Planta turbo gas Coro
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	143.933.023	27.796.934	168.048.129	11.698.292	119.380.525	20.700.169
Coste fijo de personal (b)	**Bs**	3.650.653.532	2.793.457.141	2.807.851.650	3.379.895.150	3.191.126.196	2.039.993.233
Coste de otros recursos fijos (c)	**Bs**	1.003.607.162	1.373.741.496	356.745.283	1.486.561.300	1.223.851.295	488.755.727
Costes fijos totales (a) + (b) + (c) = (d)	**Bs**	**4.798.193.717**	**4.194.995.571**	**3.332.645.062**	**4.878.154.741**	**4.534.358.016**	**2.549.449.129**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	34,08%	31,05%	12,39%	35,59%	38,29%	16,46%
Coeficiente de subactividad 1- (e) = (f)	**%**	65,92%	68,95%	87,61%	64,41%	61,71%	83,54%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	3.162.997.177	2.892.346.790	2.919.670.596	3.142.155.939	2.798.205.157	2.129.709.664
Costes fijos imputados (d) - (g) = (h)	**Bs**	**1.635.196.541**	**1.302.648.782**	**412.974.466**	**1.735.998.802**	**1.736.152.858**	**419.739.466**

Tabla 5.7: Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (2 de 2) Continuación……

DESCRIPCION	Unidad	Planta mixta Planta Táchira	Central hidroeléctrica José A. Páez	Central hidroeléctrica Juan A. R. (Peña Larga)	Central hidroeléctrica San Agatón	Planta Centro
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	69.294.403	3.411.561.663	1.638.718.312	1.063.105.940	141.227.031
Coste fijo de personal (b)	**Bs**	5.320.915.973	6.812.847.579	3.847.131.151	5.015.434.001	35.941.412.151
Coste de otros recursos fijos (c)	**Bs**	2.080.254.709	2.255.022.523	657.896.679	1.967.357.829	21.295.186.734
Costes fijos totales (a) + (b) + (c) = (d)	**Bs**	**7.470.465.085**	**12.479.431.765**	**6.143.746.143**	**8.045.897.771**	**57.377.825.916**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	32,37%	41,95%	28,20%	56,14%	31,09%
Coeficiente de subactividad 1- (e) = (f)	**%**	67,63%	58,05%	71,80%	43,86%	68,91%
Pérdida por subactividad (d) x (e) = (g)	**Bs**	5.052.403.191	7.243.996.890	4.411.169.663	3.529.218.286	39.539.023.196
Costes fijos imputados (d) - (g) = (h)	**Bs**	**2.418.061.894**	**5.235.434.875**	**1.732.576.480**	**4.516.679.485**	**17.838.802.720**

Fuente: Diseño propio a partir de información suministrada por la empresa CADAFE.2006

Tal y como mencionamos en los párrafos anteriores, cuanto menor sea el coeficiente de actividad de las plantas de generación, mayor será la pérdida por subactividad generada.

g) Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros costes fijos por KWh generado

Partiendo de los datos precedentes, en cuanto a la normalización de la amortización del inmovilizado, coste de personal y otros costes fijos, a continuación se refleja el coste por KWh para todos los conceptos.

Tabla 5.8

Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros costes fijos por KWh generado (1 de 2)

Plantas de generación por tipo	Energía generada KWh	Amortización inmovilizado		Coste de mano de obra	
		Monto	Coste normalizado por KWh	Monto	Coste normalizado por KWh
Planta turbo gas Guanta I	377.050.000	49.051.538	0,1301	1.244.121.513	3,2996
Planta turbo gas Alfredo Salazar (Anaco)	515.340.000	8.631.628	0,0167	867.436.802	1,6832
Planta turbo gas Félix García Casimiro	58.340.000	20.824.176	0,3569	347.943.155	5,9641
Planta turbo gas Pedro Camejo	949.410.000	4.163.095	0,0044	1.202.810.128	1,2669
Planta turbo gas Punto Fijo	570.830.000	45.709.412	0,0801	1.221.845.043	2,1405
Planta turbo gas Coro	90.430.000	3.408.061	0,0377	335.863.014	3,7141
Planta mixta Planta Táchira	557.010.000	22.429.414	0,0403	1.722.289.577	3,0920
Planta Centro	4.880.822.431	43.907.574	0,0090	11.174.207.991	2,2894
Sub Total	**7.999.232.431**	**198.124.898**	**0,0248**	**18.116.517.223**	**2,2648**
Central hidroeléctrica José A. Páez	796.990.000	1.431.235.752	1,7958	2.858.160.571	3,5862
Central hidroeléctrica Juan A. R. (Peña Larga)	178.580.000	462.129.251	2,5878	1.084.916.075	6,0752
Central hidroeléctrica San Agatón	1.333.060.000	596.789.684	0,4477	2.815.485.419	2,1120
Sub Total	**2.308.630.000**	**2.490.154.688**	**1,0786**	**6.758.562.065**	**2,9275**
Total energía generada en KWh normalizado	**10.307.862.431**	**2.688.279.586**	**0,2608**	**24.875.079.288**	**2,4132**

Tabla 5.8: Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros costes fijos por KWh generado (2 de 2). Continuación……..

Plantas de generación por tipo	Energía generada KWh	Otros costes fijos		Coste total	
		Monto	Coste normalizado por KWh	Monto	Coste total por KWh
Planta turbo gas Guanta I	377.050.000	342.023.490	0,9071	1.635.196.541	4,3368
Planta turbo gas Alfredo Salazar (Anaco)	515.340.000	426.580.352	0,8278	1.302.648.782	2,5277
Planta turbo gas Félix García Casimiro	58.340.000	44.207.136	0,7578	412.974.466	7,0788
Planta turbo gas Pedro Camejo	949.410.000	529.025.579	0,5572	1.735.998.802	1,8285
Planta turbo gas Punto Fijo	570.830.000	468.598.403	0,8209	1.736.152.858	3,0415
Planta turbo gas Coro	90.430.000	80.468.390	0,8898	419.739.466	4,6416
Planta mixta Planta Táchira	557.010.000	673.342.902	1,2089	2.418.061.894	4,3411
Planta Centro	4.880.822.431	6.620.687.155	1,3565	17.838.802.720	3,6549
Sub Total	**7.999.232.431**	**9.184.933.407**	**1,1482**	**27.499.575.528**	**3,4378**
Central hidroeléctrica José A. Páez	796.990.000	946.038.552	1,1870	5.235.434.875	6,5690
Central hidroeléctrica Juan A. R. (Peña Larga)	178.580.000	185.531.154	1,0389	1.732.576.480	9,7020
Central hidroeléctrica San Agatón	1.333.060.000	1.104.404.381	0,8285	4.516.679.485	3,3882
Sub Total	**2.308.630.000**	**2.235.974.087**	**0,9685**	**11.484.690.840**	**4,9747**
Total energía generada en KWh normalizado	**10.307.862.431**	**11.420.907.494**	**1,1080**	**38.984.266.368**	**3,7820**

Fuente: Diseño propio a partir de: información suministrada por la empresa CADAFE. 2006

En la tabla precedente, observamos el coste normalizado por planta de generación y por tipo de planta.

Así, en lo que respecta a la amortización del inmovilizado, este coste es mayor en las plantas hidroeléctricas que en las plantas de generación térmica. En este rubro, es de destacar el coste de la planta hidroeléctrica Juan A. R., la cual se ha venido modernizando sin ampliar su capacidad instalada.[59]

Con relación a las plantas termoeléctricas, las plantas turbo gas Guanta I y Félix García Casimiro muestran costes de amortización normalizados de 0,1301 y 0,3569 Bs/KWh generado, mientras que, Planta Centro y Pedro Camejo reflejan costes por amortización del inmovilizado en 0,0090 y 0,0044 Bs/KWh generado, respectivamente.

[59] Gobierno activará 150 MV de la Planta Josefa Camejo y modernización de la termoeléctrica "Juan Antonio Rodríguez" (Peña Larga). Disponible en: http://economia.eluniversal.com/2008/09/27/eco_art_gobierno-activara-15_1065604.shtml

Esta diferencia se debe a las inversiones efectuadas en las plantas que muestran costes más elevados sin ampliar su capacidad instalada. Tales inversiones están centradas en mejoras y reparaciones extraordinarias de los equipos e implementos necesarios para la generación de energía.

Esto hace que, en las citadas plantas en las que se han realizado inversiones que han incrementado los costes de amortización, el coste normalizado por KWh sea mayor.

En cuanto al coste de la mano de obra, aunque en cifras absolutas la diferencia pueda parecer pequeña, en términos porcentuales el coste promedio por KWh generado es un 50% superior en las plantas hidroeléctricas.

Además, dentro de cada tipo de planta, encontramos diferencias de costes muy acusadas. Ello guarda relación con el mayor o menor recurso que en cada planta se haga a las horas extraordinarias, viáticos (viajes) y primas rurales. Hay que tener en cuenta que los montantes correspondientes a los citados conceptos, en lugar de tener un carácter puntual, pasan a incrementar las bases de cálculo para los pluses de antigüedad, vacaciones y prestaciones por jubilación que satisface la empresa. Las citadas cifras obtenidas muestran claramente la necesidad de un mayor control sobre esta cuestión.

Por otra parte, los llamados “otros costes fijos” son superiores en las plantas termoeléctricas, siendo sus mayores exponentes Planta Centro y planta mixta Planta Táchira en los conceptos de “coste de vehículos”.

Como mensaje final de este apartado, resulta evidente que para evitar el despilfarro de recursos es necesario mejorar los coeficientes de actividad por planta, así como las políticas de retribución al personal antes mencionadas.

V.2.3.2.2 Coste de combustible por KWh generado

El combustible o materia prima utilizada dentro del proceso de generación de la energía en las plantas termoeléctricas depende del tipo de turbina que se instale en la

planta. Así, encontramos turbinas cuyo input es el gasoil, gas, o ambos, si se trata de plantas mixtas.

En las tablas siguientes, se refleja el control de la existencia según el tipo de materia prima utilizada.

Tabla 5.9
Control de las existencias de materia prima por planta (1 de 12)

	Planta turbo gas Guanta I (Gasoil)		
	Lts	**P/U**	**Importe**
Existencia inicial del periodo	0		0
(+) Compras realizadas (agregado del ejercicio)	420.499	90,84	38.197.956
(+) Transporte y fletes (incluido en el precio unitario)			0
Existencia disponible	420.499	90,84	38.197.956
(-) Consumo (agregado del ejercicio)	420.499	90,84	38.197.956
Existencia final	**0**		**0**

Tabla 5.9: Control de las existencias de materia prima por planta (2 de 12). Continuación……

	Planta turbo gas Guanta I (Gas)		
	m^3	**P/U**	**Importe**
Existencia inicial del periodo	37.482.748	99,92	3.745.292.810
(+) Compras realizadas (agregado del ejercicio)	62.999.892	99,92	6.294.977.190
(+) Transporte y fletes (incluido en el precio unitario)			0
Existencia disponible	100.482.640	99,92	10.040.270.000
(-) Consumo (agregado del ejercicio)	100.482.640	99,92	10.040.270.000
Existencia final	**0**		**0**

Tabla 5.9: Control de las existencias de materia prima por planta (3 de 12). Continuación……

	Planta turbo gas Alfredo Salazar (Gasoil)		
	Lts	**P/U**	**Importe**
Existencia inicial del periodo	0		0
(+) Compras realizadas (agregado del ejercicio)	245.464	86,41	21.209.613
(+) Transporte y fletes (incluido en el precio unitario)			0
Existencia disponible	245.464	86,41	21.209.613
(-) Consumo (agregado del ejercicio)	245.464	86,41	21.209.613
Existencia final	**0**		**0**

Tabla 5.9: Control de las existencias de materia prima por planta (4 de 12). Continuación……

	Planta turbo gas Alfredo Salazar (Gas)		
	m3	**P/U**	**Importe**
Existencia inicial del periodo	68.134.335	95,04	6.475.755.017
(+) Compras realizadas (agregado del ejercicio)	69.501.492	95,04	6.605.694.983
(+) Transporte y fletes (incluido en el precio unitario)			0
Existencia disponible	137.635.828	95,04	13.081.450.000
(-) Consumo (agregado del ejercicio)	137.635.828	95,04	13.081.450.000
Existencia final	**0**		**0**

Tabla 5.9: Control de las existencias de materia prima por planta (5 de 12). Continuación……

	Planta turbo gas Pedro Camejo (Gasoil)		
	Lts	**P/U**	**Importe**
Existencia inicial del periodo	0		0
(+) Compras realizadas (agregado del ejercicio)	276.889	63,54	17.594.505
(+) Transporte y fletes (incluido en el precio unitario)			0
Existencia disponible	276.889	63,54	17.594.505
(-) Consumo (agregado del ejercicio)	276.889	63,54	17.594.505
Existencia final	**0**		**0**

Tabla 5.9: Control de las existencias de materia prima por planta (6 de 12). Continuación……

	Planta turbo gas Pedro Camejo (Gas)		
	m3	**P/U**	**Importe**
Existencia inicial del periodo			0
(+) Compras realizadas (agregado del ejercicio)	283.708.325	69,90	19.835.514.007
(+) Transporte y fletes (incluido en el precio unitario)			0
Existencia disponible	283.708.325	69,92	19.835.514.007
(-) Consumo (agregado del ejercicio)	253.725.645	69,92	17.739.270.000
Existencia final	**29.982.680**	**69,92**	**2.096.244.007**

Tabla 5.9: Control de las existencias de materia prima por planta (7 de 12). Continuación……

	Planta mixta Planta Centro (Gasoil)		
	Lts	**P/U**	**Importe**
Existencia inicial del periodo	14.351.929	25,74	369.378.046
(+) Compras realizadas (agregado del ejercicio)	3.497.039	25,74	90.003.868
(+) Transporte y fletes			24.818.086
Existencia disponible	17.848.968	27,13	484.200.000
(-) Consumo (agregado del ejercicio)	17.848.968	27,13	484.200.000
Existencia final	**0**		**0**

Tabla 5.9: Control de las existencias de materia prima por planta (8 de 12). Continuación……

	Planta mixta Planta Centro (Gas)		
	m3	**P/U**	**Importe**
Existencia inicial del periodo	0		0
(+) Compras realizadas (agregado del ejercicio)	1.397.411.077	28,31	39.560.735.395
(+) Transporte y fletes (conexión directa a la turbina)			0
Existencia disponible	1.397.411.077	28,31	39.560.735.395
(-) Consumo (agregado del ejercicio)	1.289.445.579	28,31	36.504.230.000
Existencia final	**107.965.498**	**28,31**	**3.056.505.395**

Tabla 5.9: Control de las existencias de materia prima por planta (9 de 12). Continuación……

	Planta turbo gas Félix García (Gasoil)		
	Lts	**P/U**	**Importe**
Existencia inicial del periodo	0		0
(+) Compras realizadas (agregado del ejercicio)	27.576.294	43,310	1.194.338.758
(+) Transporte y fletes			1.832.367.865
Existencia disponible	27.576.294	109,76	3.026.706.623
(-) Consumo (agregado del ejercicio)	25.086.200	109,76	2.753.400.000
Existencia final	**2.490.091**	**109,76**	**273.306.623**

Tabla 5.9: Control de las existencias de materia prima por planta (10 de 12). Continuación……

	Planta turbo gas Punto Fijo (Gasoil)		
	Lts	**P/U**	**Importe**
Existencia inicial del periodo	76.391.105	9,71	742.023.671
(+) Compras realizadas (agregado del ejercicio)	91.577.221	9,71	889.533.735
(+) Transporte y fletes			10.571.432.594
Existencia disponible	167.968.326	72,65	12.202.990.000
(-) Consumo (agregado del ejercicio)	167.968.326	72,65	12.202.990.000
Existencia final	**0**		**0**

Tabla 5.9: Control de las existencias de materia prima por planta (11 de 12). Continuación……

	Planta turbo gas Coro (Gasoil)		
	Lts	**P/U**	**Importe**
Existencia inicial del periodo	12.304.115	26,16	321.905.055
(+) Compras realizadas (agregado del ejercicio)	14.305.166	26,16	374.257.310
(+) Transporte y fletes			1.985.107.635
Existencia disponible	26.609.281	100,76	2.681.270.000
(-) Consumo (agregado del ejercicio)	26.609.281	100,76	2.681.270.000
Existencia final	**0**		**0**

Tabla 5.9: Control de las existencias de materia prima por planta (12 de 12). Continuación……

	Planta mixta Planta Táchira (Gasoil)		
	Lts	**P/U**	**Importe**
Existencia inicial del periodo	35.214.336	60,91	2.144.856.927
(+) Compras realizadas (agregado del ejercicio)	204.299.964	60,91	12.445.223.073
(+) Transporte y fletes (incluido en el precio)			
Existencia disponible	239.514.300	60,92	14.590.080.000
(-) Consumo (agregado del ejercicio)	239.514.300	60,92	14.590.080.000
Existencia final	**0**		**0**

Fuente: Diseño propio a partir de: Información suministrada por la empresa CADAFE. 2006

Las tablas precedentes muestran el consumo de gasoil y gas por planta de generación termoeléctrica. No obstante, es de resaltar que, en la mayor parte de casos, en éstas no se refleja existencia final de la materia prima como inventario, por cuanto el suministro de materia prima es continuo y constante por parte de las empresas suplidoras de materia prima, en función de la capacidad activa de la planta. Entonces, prácticamente, la materia prima recibida es objeto de consumo diario en las plantas de generación.

La explicación del porqué algunas plantas generadoras no reflejan el coste por traslado de la materia prima se debe a que el depósito de las turbinas de la central se encuentra conectado a los tanques de la empresa suplidora. Por ejemplo, éste es el caso de Planta Centro en lo que al gas se refiere.

Sin embargo, en la mayor parte de casos en los que el epígrafe de transportes y fletes no refleja ningún valor, ello se debe a que el importe del transporte está incluido por parte del suministrador en el propio precio unitario de compra.

Por otra parte, es de destacar el notable peso del coste del transporte en el valor total del combustible adquirido. En algunos casos, puede llegar a suponer en torno al 60% del coste total. De este modo, las diferencias observadas en los costes unitarios entre las diferentes plantas responden, sobre todo, a la distancia a las que éstas se encuentran respecto a las fuentes de suministro.

Acto seguido, en la tabla siguiente mostramos el coste de la materia prima por planta generadora y una aproximación del coste del combustible por KWh generado.

Tabla 5.10

Costes de materia prima por planta y kWh

Coste de Gasoil	Planta turbo gas Guanta I	Planta turbo gas Alfredo Salazar	Planta turbo gas Félix García	Planta turbo gas Pedro Camejo	Planta turbo gas Punto Fijo	Planta turbo gas Coro	Planta mixta Planta Táchira	Planta Centro
Consumo (Bs) gas	10.040.270.000	13.081.450.000		17.739.270.000				36.504.230.000
Consumo (Bs) gasoil	38.197.956	21.209.613	2.753.400.000	17.594.505	12.202.990.000	2.681.270.000	14.590.080.000	484.200.000
Sub Total	**10.078.467.956**	**13.102.659.613**	**2.753.400.000**	**17.756.864.505**	**12.202.990.000**	**2.681.270.000**	**14.590.080.000**	**36.988.430.000**
Energía generada	17.798.438.202	17.972.221.960	6.297.255.427	22.646.327.779	16.992.309.570	5.418.791.285	22.472.247.212	98.963.106.776
Coste por kWh	**0,566**	**0,729**	**0,437**	**0,784**	**0,718**	**0,495**	**0,649**	**0,374**

Fuente: Diseño propio a partir de: Información suministrada por la empresa CADAFE. 2006

En la tabla precedente, se observa que los mayores costes se reflejan en la planta turbo gas Pedro Camejo, mientras que las menores cifras corresponden a las plantas turbo gas Félix García y Planta Centro.

Las diferencias observadas entre plantas obedecen fundamentalmente a dos razones:

- El gravamen que supone en el coste del combustible adquirido el concepto de transporte (mayor o menor en función de la distancia respecto a las fuentes de suministro).
- El mayor o menor consumo de combustible por KWh generado que puedan realizar las turbinas, en función de su antigüedad y estado.

No obstante, debemos resaltar que, para adoptar las mejores prácticas en cuanto al coste de combustible hace referencia, las empresas del sector y, en particular, CADAFE, deben establecer mecanismos que proporcionen la información oportuna y detallada sobre el traslado y consumo de materia prima, en función de la energía generada y el nivel de eficiencia de las turbinas activas en planta.

En este orden, se hace imprescindible controlar el consumo de gasoil por unidad generadora y las compras de combustible por inventario continuo, diario y por jornada efectuada (generalmente oscila en 24 horas). En la tabla siguiente se muestra un ejemplo de control de consumo.

Tabla 5.11
Consumo estimado de gasoil Planta Táchira
según la energía generada

Unidad generadora	Capacidad efectiva MW	Carga activa MW	Horas trabajadas	KWh generado	Consumo por KWh 0,43 litros	Capacidad de gandolas Lts 35.000	Número de gandolas
6	20			0	0		
7	20	17	24	408.000	175.440	Capacidad Tanque (lts)	
8	18			0	0	2.410.800	**69**
9	18	10	22	220.000	94.600		
10	20	17	24	408.000	175.440	Consumo de la Capacidad	
11	17	15	24	360.000	154.800	del tanque en días	**3**
12	20			0	0		
14	21	19	24	456.000	196.080		
15	20			0	0	Consumo de gasoil	
	174	**78**		**1.852.000**	**796.360**	en gandolas por día	**23**

Fuente: Diseño propio a partir de datos suministrados por la empresa.2006

Esta planta mantiene una reserva de combustible en tanques que aglutinan 2.410.800 litros y cada unidad generadora está conectada a dicho tanque. Si partimos del hecho de que un vehículo automotor o gandola traslada 35.000 litros de gasoil, estaríamos hablando de que la prenombrada reserva equivale a 69 de éstos.

Ahora bien, si la capacidad actual de la planta es de 78 MW o 78.000 KWh, esta planta estaría generando diariamente 1.852.000 KWh.

Por otra parte, el rendimiento por unidad generadora se sitúa en torno a los 0,43 litros por KWh. Por consiguiente, el consumo diario de gasoil es de 796.360 litros, equivalente a 23 gandolas diarias. Entonces, conocido el requerimiento diario de combustible de la planta y por unidad generadora, nos resta establecer un procedimiento que nos permita el control total del combustible y que a groso modo contemple lo siguiente:

- Control de entrada y vaciado de gandolas.
- Lectura del suministro de la materia prima en los tanques de depósito y contadores de combustible por unidad generadora.

- Energía generada por unidad.
- Control de la procedencia del gasoil, pues sus costes por flete difieren del sitio de donde provenga. En este caso, si se trata de la suplidora El Vigía, su coste es de 41,52 Bs por litro trasladado, mientras que si se trata de la suplidora Bajo Grande, su coste es de 72,87 Bs por litro trasladado.
- Para cada paso es imprescindible tomar la hora y el día en que se ha cumplido.

V.2.3.2.3 Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh generado

En las tablas siguientes, se muestra el coste por materiales y suministros para la limpieza y drenaje de piezas metalmecánicas, así como lo que concierne a los costes por repuestos y otros implementos necesarios en el proceso de generación.

Tabla 5.12
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh generado (1 de 2)

Coste de Materiales y Suministros	Planta turbo gas Guanta I	Planta turbo gas Alfredo Salazar	Planta turbo gas Félix García	Planta turbo gas Pedro Camejo	Planta turbo gas Punto Fijo	Planta turbo Gas Coro
Existencia inicial del período						
233 Más: Compra de repuestos	2.901.755.746	664.060.847	200.383.175	5.306.731	250.912.368	182.006.828
231 Más: Combustibles varios	773.300	1.029.400	97.431	12.300,00	389.360	881.349
232 Más: Lubricantes varios	100.700	114.500	835.600	161.899,98	500.870	605.487
234 Más: Productos químicos	540.300	7.032.429	9.094.406	3.914.712,53	2.609.742	3.304.968
235 Más: Hidrógeno			448.826		39.474	144.401
Más: Transporte y fletes (agregado del ejercicio)	13.000					
Existencia disponible (a)	2.903.183.046	672.237.175	210.859.438	9.395.643	254.451.814	186.943.032
Menos: Consumo (agregado del ejercicio) (b)	2.903.183.046	672.237.175	210.859.438	9.395.643	254.451.814	186.943.032
Existencia Final (a) - (b) = (c)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Actividad real de generación (KWh) (d)	377.050.000	515.340.000	58.340.000	949.410.000	570.830.000	90.430.000
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh generado (b) / (d) = (e)	7,700	1,304	3,614	0,010	0,446	2,067

Tabla 5.12: Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh generado (2 de 2). Continuación……..

Coste de materiales y suministros	Planta mixta Planta Táchira	Central hidroeléctrica José A. Páez	Central hidroeléctrica Juan A. R.	Central hidroeléctrica San Agatón	Planta Centro
Existencia inicial del período					
233 Más: Compra de repuestos	380.270.233	137.269.764	6.769.907	79.684.843	1.872.544.827
231 Más: Combustibles varios	1.494.332	3.158.724	2.535.396	3.555.026	
232 Más: Lubricantes varios	224.181	868.606			
234 Más: Productos químicos	21.133.153	19.003.852	13.170.180	2.935.000	2.445.948.003
235 Más: Hidrógeno	1.756.326				79.436.824
254 Materiales de laboratorio					1.754.465
Más: Transporte y fletes (agregado del ejercicio)					
Existencia disponible (a)	404.878.226	160.300.946	22.475.483	86.174.869	4.399.684.119
Menos: Consumo (agregado del ejercicio) (b)	404.878.226	125.224.490	5.676.237	69.272.805	4.399.684.119
Existencia Final (a) - (b) = (c)	**0**	**35.076.456**	**16.799.246**	**16.902.064**	**0**
Actividad real de generación (KWh) (d)	557.010.000	796.990.000	178.580.000	796.990.000	4.880.822.431
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh generado (b) / (d) = (e)	0,727	0,157	0,032	0,087	0,901

Fuente: datos suministrados por la empresa.2006

Lo más relevante y que se desprende de la tabla anterior es el hecho de que los costes de suministros son proporcionalmente más altos en las plantas termoeléctricas en comparación con las plantas hidroeléctricas. Esto se debe al desgaste que sufren las plantas por el consumo de gasoil o gas en las turbinas y demás implementos de generación.

En el caso específico de la planta Guanta I, el montante se deriva de la reparación mayor efectuada a una de las turbinas y reparación menor efectuada en la turbina activa.[60]

En torno al control de entradas y salidas de los materiales y suministros, se hace necesario implementar un sistema de kardex similar al planteado para la materia prima.

V.2.3.2.4 Otros costes variables de mantenimiento por KWh generado

La tabla siguiente muestra los costes referidos al mantenimiento y reparación de instalaciones y equipos. En este punto, pretendemos calcular el coste de este tipo de gastos por cada KWh generado.

[60] Ver la página: www.generacionoriental.com

Tabla 5.13
Otros costes variables de mantenimiento (1 de 2)

Otros costes variables de mantenimiento	Planta turbo gas Guanta I	Planta turbo gas Alfredo Salazar	Planta turbo gas Félix García	Planta turbo gas Pedro Camejo	Planta turbo gas Punto Fijo	Planta turbo Gas Coro
332 Mantenimiento de equipos y bienes muebles	4.164.800	981.100	249.527	39.900,00	173.241	222.526
382 Reparaciones de equipos	7.494.600	1.348.500	101.400	1.872.989,48	336.500	938.596
TOTAL	**11.659.400**	**2.329.600**	**350.927**	**1.912.889**	**509.741**	**1.161.123**
Actividad real de generación KWh	377.050.000	515.340.000	58.340.000	949.410.000	570.830.000	90.430.000
Coste de otros por KWh generado	0,0309	0,0045	0,0060	0,0020	0,0009	0,0128

Tabla 5.13: Otros costes variables de mantenimiento (2 de 2). Continuación…….

Otros costes variables de mantenimiento	Planta mixta Planta Táchira	Central hidroeléctrica José A. Páez	Central hidroeléctrica Juan A. R.	Central hidroeléctrica San Agatón	Planta Centro
332 Mantenimiento de equipos y bienes muebles	5.024.488	3.338.784	1.140.000	18.659.009	64.312.342
382 Reparaciones de equipos	3.297.420	5.200.000	7.941.520	1.471.434	132.854.400
TOTAL	**8.321.908**	**8.538.784**	**9.081.520**	**20.130.443**	**197.166.742**
Actividad real de generación	557.010.000	796.990.000	178.580.000	796.990.000	4.880.822.431
Coste de otros por KWh generado	0,0149	0,0107	0,0509	0,0253	0,0404

Fuente: Información suministrada por la empresa a partir de: CADAFE. (2006*)*.

La tabla anterior muestra los costes referidos al mantenimiento y reparación menores de los equipos y bienes de planta.

.

V.2.3.2.5 Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh generado

Finalmente, para concluir este apartado, en la página siguiente mostramos el cálculo del coste por KWh generado por cada planta. Adicionalmente, como la energía generada no es de uso exclusivo para un Estado o localidad en particular, se determina el promedio de KWh generado en función de los costes incurridos para la totalidad de plantas generadoras.

El objeto de calcular este coste promedio es determinar, en este primer eslabón, cual es el coste incurrido a nivel nacional en la prestación del servicio eléctrico a los usuarios.

Tabla 5.14
Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh generado (1 de 3)

Coste Normal	Unidad de Medida	Planta turbo gas Guanta I		Planta turbo gas Alfredo Salazar		Planta turbo gas Félix García		Planta turbo gas Pedro Camejo	
Coste fijo imputado amortización inmovilizado	Bs	49.051.538	0,34%	8.631.628	0,06%	20.824.176	0,62%	4.163.095	0,02%
Coste fijo imputado personal	Bs	1.244.121.513	8,50%	867.436.802	5,75%	347.943.155	10,30%	1.202.810.128	6,17%
Otros costes fijos imputados	Bs	342.023.490	2,34%	426.580.352	2,83%	44.207.136	1,31%	529.025.579	2,71%
Materia prima coste gasoil	Bs	38.197.956	0,26%	21.209.613	0,14%	2.753.400.000	81,52%	17.594.505	0,09%
Materia prima coste gas	Bs	10.040.270.000	68,63%	13.081.450.000	86,75%	0	0,00%	17.739.270.000	90,95%
Suministros para operaciones de mantenimiento	Bs	2.903.183.046	19,85%	672.237.175	4,46%	210.859.438	6,24%	9.395.643	0,05%
Otros costes variables de mantenimiento	Bs	11.659.400	0,08%	2.329.600	0,02%	350.927	0,01%	1.912.889	0,01%
Coste normal (a)	Bs	14.628.506.943	100,00%	15.079.875.170	100,00%	3.377.584.831	100,00%	19.504.171.840	100,00%
Pérdida por subactividad (b)	Bs	3.162.997.177		2.892.346.790		2.919.670.596		3.142.155.939	
Coste completo (a) + (b) = (c)	Bs	17.791.504.119		17.972.221.960		6.297.255.427		22.646.327.779	
Actividad real de generación (d)	KWh	377.050.000		515.340.000		58.340.000		949.410.000	
Coste normal por KWh generado (a) / (d) = (e)	Bs/KWh	**38,797**		**29,262**		**57,895**		**20,543**	
Coste por pérdida de subactividad (b) / (d) = (f)	Bs/KWh	**8,389**		**5,613**		**50,046**		**3,310**	
Coste completo por KWh generado (e) + (f) = (g)	Bs/KWh	**47,186**		**34,874**		**107,941**		**23,853**	
Incremento del precio por subactividad ((f) / (e))*100 = (h)	%	**21,622**		**19,180**		**86,443**		**16,110**	

Tabla 5.14: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh generado (2 de 3). Continuación……..

Coste Normal	Unidad de Medida	Planta turbo gas Punto Fijo		Planta turbo gas Coro		Planta mixta Planta Táchira		Central Hidroeléctrica José A. Páez	
Coste fijo imputado amortización inmovilizado	Bs	45.709.412	0,32%	3.408.061	0,10%	22.429.414	0,13%	1.431.235.752	26,66%
Coste fijo imputado personal	Bs	1.221.845.043	8,61%	335.863.014	10,21%	1.722.289.577	9,89%	2.858.160.571	53,23%
Otros costes fijos imputados	Bs	468.598.403	3,30%	80.468.390	2,45%	673.342.902	3,87%	946.038.552	17,62%
Materia prima coste gasoil	Bs	12.202.990.000	85,97%	2.681.270.000	81,52%	14.590.080.000	83,75%	0	0,00%
Materia prima coste gas	Bs	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Suministros para operaciones de mantenimiento	Bs	254.451.814	1,79%	186.943.032	5,68%	404.878.226	2,32%	125.224.490	2,33%
Otros costes variables de mantenimiento	Bs	509.741	0,00%	1.161.123	0,04%	8.321.908	0,05%	8.538.784	0,16%
Coste normal (a)	Bs	14.194.104.413	100,00%	3.289.113.621	100,00%	17.421.342.027	100,00%	5.369.198.149	100,00%
Pérdida por subactividad (b)	Bs	2.798.205.157		2.129.709.664		5.052.403.191		7.243.996.890	
Coste completo (a) + (b) = (c)	Bs	16.992.309.570		5.418.823.284		22.473.745.218		12.613.195.039	
Actividad real de generación (d)	KWh	570.830.000		90.430.000		557.010.000		796.990.000	
Coste normal por KWh generado (a) / (d) = (e)	Bs/KWh	**24,866**		**36,372**		**31,277**		**6,737**	
Coste por pérdida de subactividad (b) / (d) = (f)	Bs/KWh	**4,902**		**23,551**		**9,071**		**9,089**	
Coste completo por KWh generado (e) + (f) = (g)	Bs/KWh	**29,768**		**59,923**		**40,347**		**15,826**	
Incremento del precio por subactividad ((f) / (e))*100 = (h)	%	**19,714**		**64,750**		**29,001**		**134,918**	

Tabla 5.14: Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh generado (3 de 3). Continuación……..

Coste Normal	Unidad de Medida	Central Hidroeléctrica Juan A. R.		Central Hidroeléctrica San Agatón		Planta Centro		Coste Promedio en Generación Nacional	
Coste fijo imputado amortización inmovilizado	Bs	462.129.251	26,45%	596.789.684	12,96%	43.907.574	0,07%	**2.688.279.586**	**1,69%**
Coste fijo imputado personal	Bs	1.084.916.075	62,09%	2.815.485.419	61,13%	11.174.207.991	18,80%	**24.875.079.288**	**15,68%**
Otros costes fijos imputados	Bs	185.531.154	10,62%	1.104.404.381	23,98%	6.620.687.155	11,14%	**11.420.907.494**	**7,20%**
Materia prima coste gasoil	Bs	0	0,00%	0	0,00%	484.200.000	0,81%	**32.788.942.074**	**20,67%**
Materia prima coste gas	Bs	0	0,00%	0	0,00%	36.504.230.000	61,43%	**77.365.220.000**	**48,77%**
Suministros para operaciones de mantenimiento	Bs	5.676.237	0,32%	69.272.805	1,50%	4.399.684.119	7,40%	**9.241.806.025**	**5,83%**
Otros costes variables de mantenimiento	Bs	9.081.520	0,52%	20.130.443	0,44%	197.166.742	0,33%	**261.163.077**	**0,16%**
Coste normal (a)	Bs	1.747.334.237	100,00%	4.606.082.732	100,00%	59.424.083.580	100,00%	**158.641.397.544**	**100,00%**
Pérdida por subactividad (b)	Bs	4.411.169.663		3.529.218.286		39.539.023.196		**76.820.896.548**	
Coste completo (a) + (b) = (c)	Bs	6.158.503.900		8.135.301.018		98.963.106.776		**235.462.294.092**	
Actividad real de generación (d)	KWh	178.580.000		1.333.060.000		4.880.822.431		**10.307.862.431**	
Coste normal por KWh generado (a) / (d) = (e)	**Bs/KWh**	**9,785**		**3,455**		**12,175**		**15,390**	
Coste por pérdida de subactividad (b) / (d) = (f)	**Bs/KWh**	**24,701**		**2,647**		**8,101**		**7,453**	
Coste completo por KWh generado (e) + (f) = (g)	**Bs/KWh**	**34,486**		**6,103**		**20,276**		**22,843**	
Incremento del precio por subactividad ((f) / (e))*100 = (h)	**%**	**252,451**		**76,621**		**66,537**		**48,424**	

Fuente: Diseño propio a partir de: Información de la empresa y estados financieros. 2006

Comenzamos por decir que el coste completo nacional en generación se sitúa en 22,84 Bs/KWh, mientras que el coste normalizado asciende a 15,39 Bs/KWh. Es decir, las pérdidas por subactividad incrementan el coste por KWh en un 48,42%.

En los puntos anteriores, mencionamos el claro deterioro que tiene el proceso de generación de la energía en Venezuela y se hizo mención también a que algunas plantas generadoras operaban con menos del 50% de su capacidad. Este hecho incide directamente en el coste completo del KWh generado, al punto que observamos plantas de generación como la turbo gas Félix García y turbo gas Coro, donde sus costes se sitúan en 107,941 Bs/KWh y 59,923 Bs/KWh, respectivamente, mientras que los costes de las plantas Central hidroeléctrica José Antonio Páez y Central hidroeléctrica San Agatón oscilan en 15,826 y 6,103, respectivamente.

Si hacemos una breve comparación entre el coste normalizado del KWh y el coste completo de éste, observamos que existe una diferencia acusada en el caso de las plantas central hidroeléctrica Juan A. R (252,45 %), central hidroeléctrica José A. Páez (134,918 %) y Planta turbo gas Félix García (86,443 %)

En lo que se refiere a la Planta hidroeléctrica Juan A. R., se han venido repotenciando las turbinas para mejorar la capacidad de generación de éstas. La mayoría de equipos de control de las mismas presentan un alto grado de obsolescencia y se requiere de una actualización tecnológica que le permita continuar en funcionamiento de manera efectiva y confiable. [61]

Con relación a las demás plantas de generación, el Gobierno nacional invertirá recursos para repotenciarlas, con el objeto de aumentar la capacidad efectiva de las plantas.[62] Se tiene previsto incrementar la capacidad de generación en cifras cercanas a 1.335 MW (Entorno inteligente. 05-09-2008).[63]

---

[61] Proyecto Orinoco-Apure cuenta con 200 millones de dólares para impulsar desarrollo en diversas áreas. Disponible en: http://www.vtv.gob.ve/detalle.php?s=1&id=1456

[62] "Del Fondo Especial de Desarrollo de la nación se designarán 32.8 millones de dólares para el proyecto de repotenciación de turbo gas, de las centrales hidroeléctricas de las plantas José Antonio Páez Santo

V.2.3.2.6 Generación distribuida

En los puntos precedentes, dejamos sentada la deficiencia encontrada en cuanto al nivel de aprovechamiento de la capacidad instalada de las plantas de generación. Este hecho ha suscitado la incorporación de nuevas alternativas para suplir la demanda insatisfecha en el sector, como es el caso de la "generación distribuida".

El proceso consiste en la contratación de empresas de alquiler e instalación de plantas móviles que alimentan las líneas de distribución de energía en potencias que oscilan en 34.5 KV ó 13.8 KV.

Los costes promedios en este sentido serían como sigue:

Tabla 5.15
Capacidad normal de generación distribuida

Capacidad de generación (a)	MV	20
Ociosidad normal para el consumo de la planta (b)	%	0,20
Ociosidad normal (a) * (b) = (c)	MV	0,040
Carga instalada depurada para el conjunto de la planta (a) - (c) = (d)	MV	19,960
Tiempo máximo de turbina por planta (e)	Horas	8.760
Número de turbinas por planta (f)	Unid	1
Tiempo máximo por planta (e) * (f) = (g)	Horas	8.760
Horas normales de mantenimiento por turbina (h)	Horas	720
Horas normales de mantenimiento por planta (f) * (h) = (i)	Horas	720
Horas de actividad por año para el conjunto de la planta (g) - (i) = (j)	Horas	8.040
Kilowatios potenciales por año para el conjunto de la planta (d)*(j)*1000 = (k)	KWh	160.478.400
KWh por autoconsumo (l)	KWh	2.166.458
Capacidad normal de generación (k) - (l) = (m)	KWh	158.311.942

Fuente: Diseño propio a partir de datos suministrados por la empresa

---

Domingo), Juan Antonio Rodríguez Domínguez (Peña Larga) y Leonardo Ruiz Pineda (San Agatón), ubicadas en los estados Barinas y Mérida".

Disponible en: http://www.vtv.gob.ve/detalle.php?s=1&id=1456

[63] Entorno Inteligente (05-09-2008). En mil 335 megavatios se incrementará generación eléctrica este año. Disponible en: http://www.entornointeligente.com/resumen/resumen.php?id=716754 - Reseña histórica del desarrollo de generación de energía. Disponible en: http://www.edelca.com.ve/quienes/historia1.htm

El cuadro anterior reúne las características ya discutidas en los modelos anteriores para el cálculo de la capacidad normal de generación. Razón por la cual no profundizaremos en detalles del contenido.

No obstante, observamos que con una capacidad instalada de 20 MV se generarían aproximadamente 158.311.942 KWh.

Tabla 5.16
Costes reales de contratación

Coste real contratado	**Unid**	**Monto**
Carga instalada (a)	MVA	20
Coste unitario por hora (b)	Bs	82.775,00
Tiempo máximo por turbina en planta (c)	Horas	8.760
Coste total en MVA contratado anual (a) * (b) * (c) = (d)	Bs/MVA	14.502.180.000
Coste total en KWh contratado anual (d) / 1000 = (e)	Bs/KWh	14.502.180

Fuente: Diseño propio a partir de datos suministrados por la empresa

Partiendo de una estimación hipotética en la carga instalada de 20 MVA a un precio estimado de 38,5 $ (en Venezuela el tipo de cambio es de 2.150 Bs/$, lo que equivale a 82.775 Bs) y de un tiempo máximo por turbina de 8.760 horas anuales (incluyendo las horas de por mantenimiento de la turbina), obtendríamos un coste anual de 14.502.180.000 Bs, como se muestra en la tabla precedente.

Tabla 5.17
Costes estimados de materia prima, materiales y suministros

Coste de materia prima y suministros		
Kilowatios potenciales por año para el conjunto de la planta (a)	KWh	160.478.400
Efectividad en la producción de energía por litros de gasoil consumidos (b)	litros/ KWh	0,28
Litros de gasoil consumido en una hora (a) * (b) = (c)	litros	44.933.952
Coste del gasoil (d)	Bs/litro	48
Coste total por materia prima (c) * (d) = (e)	Bs	2.156.829.696
Coste por flete (f)	Bs/litro	72,868
Coste total por flete (f) * (c) = (g)	Bs/litro	3.274.247.214
Coste total de materia prima y traslado del combustible	**Bs**	**5.431.076.910**

Fuente: Diseño propio a partir de datos suministrados por la empresa

En la tabla precedente, mostramos el cálculo del consumo de gasoil y materia prima, con base a la capacidad instalada de 20 MVA.

La efectividad de las turbinas permite un mayor o menor consumo de combustible dentro del proceso de generación de energía. En este caso, el consumo de gasoil es de 0,28 lts/KWh generado. En este sentido, para una producción efectiva de 20 MVA, se invertirán 36.019.200 litros anuales.

Con respecto al flete por traslado de combustible, éste es estimado sobre la base de 72,868 Bs/litro, para que finalmente calculemos un coste total anual de 5.431.076.910 Bs.

Dentro de este rubro no se incluyen costes por mano de obra y otros costes como repuestos y accesorios, por cuanto éstos son asumidos por la empresa contratada.

Tabla 5.18
Coste unitario normalizado por KWh

Coste total contratado anual (20 MVA*82.775 Bs*8.760 horas) = (a)	Bs	14.502.180.000
Coste de la materia prima y suministros (b)	Bs	5.431.076.910
Coste total (a) + (b) = (c)	Bs	19.933.256.910
Capacidad normal de generación (d)	Bs/KWh	158.311.941,60
Coste unitario por KWh normalizado (c) / (d) = (e)	Bs/KWh	125,91

Fuente: Diseño propio a partir de datos suministrados por la empresa

Finalmente, la tabla precedente arroja los resultados del coste promedio del KWh por generación distribuida. Los valores así determinados servirán para calcular el coste de la energía en aquellos Estados donde se haya utilizado esta modalidad de generación.

En este orden, si se conoce con claridad el montante de la energía (por generación propia y distribuida), utilizaremos costes separados. Caso contrario, se calculará el coste de generación con base al promedio obtenido entre las dos modalidades.

V.2.3.2.7 Recapitulación de los hallazgos realizados

- La generación hidroeléctrica es mucho más barata que la generación termoeléctrica, aunque la inversión inicial en el primer caso sea mucho mayor.
- Por término medio, la subactividad incrementa los costes unitarios en un 48,424%.
- En líneas generales, la capacidad instalada por planta de generación se aprovecha en promedios bastantes deficientes. Algunas de éstas tan solo producen el 12,39% de su capacidad de generación.
- La falta de cumplimiento de los programas de mantenimiento preventivo ha permitido el desgaste de las unidades generadoras por encima de lo normal, afectando el nivel de aprovechamiento de la capacidad productiva y los niveles de generación acordes con la energía demandada.
- En aras de mejorar la capacidad real de generación, se efectúan reparaciones extraordinarias y mejoras sobre equipos obsoletos o deteriorados. De ahí la principal diferencia encontrada en cuanto a los costes unitarios normalizados por amortización del inmovilizado.
- La demanda insatisfecha por falta de generación es cubierta con generación distribuida y con racionamientos continuos que desmejoran la imagen y el desarrollo de la región. El coste de la generación distribuida supera en un 60% el promedio nacional de generación propia.
- De acuerdo con lo anterior, la empresa CADAFE debe acelerar los planes destinados a mejorar las plantas actuales y a culminar las plantas hídricas en proceso de ejecución, que requieren una menor inversión por mantenimiento.
- Por otra parte, la situación en plantas de un mismo tipo es muy dispar. Aún en condiciones eficientes de funcionamiento en cada planta, los costes normales unitarios son muy diferentes. El caso de la planta turbo gas Félix García es especialmente llamativo, debido a que mantiene un coste por mano de obra bastante importante con respecto a la carga instalada de generación.
- No existe una relación equilibrada entre la capacidad de generación y los costes por mano de obra que permitan evaluar el promedio del sector. En defecto, se observan diferencias muy acusadas por planta debido a una mayor o menor imputación de

horas extraordinarias y viáticos que provocan un incremento en costes de la mano de obra, en lo que concierne a salarios y otros pluses como vacaciones y antigüedad.

- En este sentido, los dos puntos anteriores requieren de una mayor atención por parte de la empresa CADAFE, debido a que los pluses a que hacemos mención incrementan los costes fijos por planta y crean disparidad en los costes normalizados. No obstante, ante el hecho que la planta no opera a su capacidad máxima, es conveniente crear o modificar los turnos de trabajo (adecuados a la nueva situación), con el fin de evitar la propagación innecesaria de los pluses a que hacemos mención a lo largo de los ítems anteriores.
- En lo que a la materia prima se refiere, las plantas deben mantener registros de consumo de combustible por unidad generadora, a fin de controlar el consumo y efectividad de la turbina e implementos de generación.
- El gasoil utilizado como materia prima deteriora más rápidamente los equipos de generación, de aquí que la mayor inyección de costes por repuestos y, materiales y suministros en las plantas termoeléctricas.

CAPITULO VI
CÁLCULO DE COSTES DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA EN EL SECTOR ELÉCTRICO VENEZOLANO: MÉTODO PROPUESTO Y APLICACIÓN PRÁCTICA

VI.1 Introducción

Como hemos mencionado en el capítulo precedente, la literatura existente sobre cálculo de costes en el sector eléctrico está mayoritariamente enfocada hacia la determinación de los costes del sector por parte del Estado, con fines de establecer las tarifas eléctricas correspondientes. En cambio, existe muy poco escrito sobre el cálculo de costes en las empresas eléctricas con fines de gestión interna.

Puesto que nuestro propósito en este trabajo es abordar el cálculo de costes en las empresas eléctricas desde esta última perspectiva, prescindiremos de la revisión pormenorizada de la literatura existente sobre el cálculo de costes para fijación de tarifas eléctricas por parte del Estado y nos ceñiremos exclusivamente a los estudios que abordan el cálculo de costes con fines de gestión interna.

Para ello, analizaremos en este capitulo la propuesta existentes en la fase de transmisión de energía, sugeriremos formas de superar las carencias detectadas y mostraremos aplicaciones prácticas de nuestras propuestas.

En cuanto a la aplicación práctica, seguiremos con el estudio de la empresa CADAFE, cuyas características principales y razones de su elección se expusieron en el capítulo anterior.

VI.2 Cálculo del coste de transmisión de energía

VI.2.1. Finalidad perseguida

El cálculo de costes correspondiente a la actividad de transmisión persigue una doble finalidad.

1. Por una parte, evaluar el grado de eficiencia de cada una de las centrales de transmisión de que dispone la empresa. Lo anterior implica calcular un coste por KWh transmitido para cada centro de transmisión.
2. Por otra parte, calcular el coste correspondiente a este eslabón de la cadena de valor en aras de configurar finalmente el coste de cada Kilovatio de energía comercializado. En este caso, puesto que generalmente se localiza una central de transmisión por Estado, el coste así determinado servirá como base referencial para evaluar el coste por zona geográfica.

En el primero de los casos, disponer de la información en los términos descritos permitiría abordar lo siguiente:

1. Conocer el nivel de eficiencia operativo de las centrales de transmisión. Esto permitirá identificar las mejores prácticas para, a partir de ahí, realizar una transferencia de conocimiento que mejore la situación planteada.
2. Además, en este eslabón de la cadena de valor el importe en concepto de subactividad también puede ser importante. Su puesta de manifiesto contribuirá a concienciar a los responsables de las centrales de transmisión sobre la necesidad de planificar adecuadamente las labores de mantenimiento. De no hacerlo, se podría dar origen a diferencias sustanciales entre la energía recibida y entregada en las subestaciones de distribución.

VI.2.2. Identificación de los recursos utilizados en transmisión

a) **Inmovilizado específico de transmisión:** Comprende los siguientes elementos: subestaciones de transformación (transformador reductor o amplificador), subestaciones de maniobra (sólo reciben y transmiten), torres y líneas de transmisión.

b) **Personal:** Nos referimos al personal destinado tanto a labores de control de materiales y suministros, como de control y mantenimiento del proceso. Asimismo, se incluye una pequeña dotación de personal administrativo.

c) **Otros costes fijos:** Compuesto por los costes de edificios, vehículos y costes de administración principalmente.

d) **Suministros para operaciones de mantenimiento:** Comprende el aceite, lubricantes y otros materiales necesarios para la transmisión de energía.

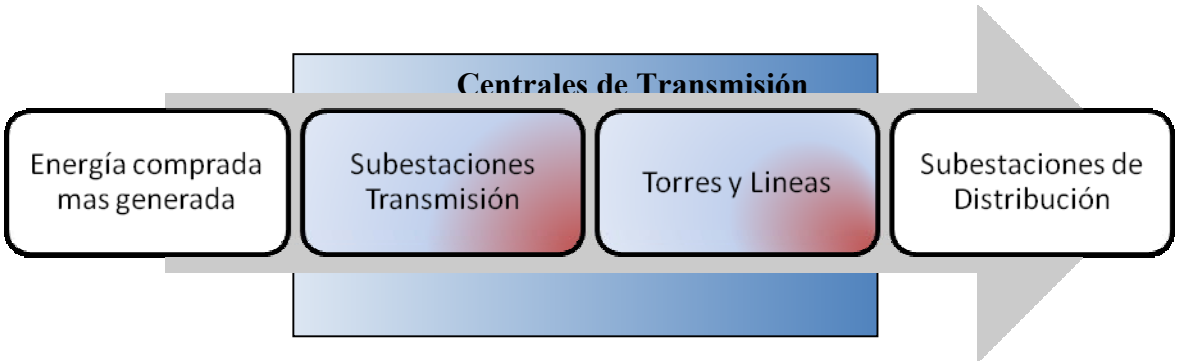
e) **Otros costes variables de mantenimiento:** Se entienden como tales, los importes satisfechos al personal externo en concepto de mantenimiento y reparación de equipos.

Para hacernos una idea de la importancia relativa de cada uno de estos epígrafes sobre los costes totales de una central de transmisión, cabe decir que, en el caso de la empresa CADAFE, los costes se promedian en el siguiente orden: inmovilizado (4%), gastos de personal (77%), otros costes fijos (6%), suministros para operaciones de mantenimiento (11%) y otros gastos variables de mantenimiento (2%).

De los precitados porcentajes, deducimos la importancia que puede tener la llamada "subactividad" en el cálculo del coste del servicio transmitido.

Gráficamente, este proceso lo podemos visualizar de la siguiente forma:

Figura 6.1
Transmisión de energía



Fuente: Diseño Propio

En la figura precedente, observamos que la actividad primordial de las centrales de transmisión es la recepción de la energía y su posterior entrega en las centrales de distribución, claro está, una vez transformada en la potencia requerida del sector.

VI.2.3 Propuestas existentes en la literatura para el cálculo de costes de transmisión de energía: análisis crítico y sugerencias de mejora

VI.2.3.1. Propuestas para el cálculo de costes con fines de evaluación del grado de eficiencia de las diferentes centrales de transmisión

Al igual que lo mencionado en los puntos precedentes con respecto a la actividad de generación de la energía, la literatura existente sobre cálculo de costes con fines de evaluación interna es muy escasa.

Sobre el particular, el documento AECA (2001) hace una breve reseña sobre las centrales de transmisión, aunque no en lo que concierne a la medición e imputación en los costes del servicio. Por lo tanto, haremos nuestra propia propuesta basados en la literatura general sobre el cálculo de costes.

Atendiendo a los insumos que hemos señalado en el caso de las centrales de transmisión, el cálculo del coste por KWh transmitido implicaría detallar los siguientes elementos:

1) Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal, y otros recursos fijos por KWh transmitido.
    a) Costes fijos reales de amortización del inmovilizado
    b) Costes fijos reales del personal operativo
    c) Otros costes fijos reales
    d) Capacidad normal de transmisión
    e) Coeficiente de actividad de transmisión
    f) Pérdidas por subactividad y costes fijos imputados
    g) Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros recursos fijos por KWh transmitido

2) Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh transmitido
3) Otros costes variables de mantenimiento por KWh transmitido.
4) Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh transmitido.

De manera similar a lo que vimos cuando nos referimos a la actividad de generación, distinguiremos entre lo que se refiere al coste normal por KWh transmitido, por una parte, y las pérdidas por subactividad que implica el no aprovechamiento del máximo potencial que permiten desplegar los recursos estructurales disponibles, por otra. De esta manera, queremos dejar de manifiesto la incidencia que tiene en el resultado de la empresa el uso ineficiente de recursos.

Como el procedimiento a seguir es semejante al ya explicado para generación, pasaremos directamente a la realización de los cálculos correspondientes en la empresa CADAFE.

VI.2.3.2 Aplicación práctica a la empresa CADAFE

A tenor de lo descrito en los puntos precedentes, a continuación se expone una aplicación práctica del cálculo del coste unitario por KWh transmitido en el caso de CADAFE.

VI.2.3.2.1 Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros costes fijos por KWh transmitido

a) Costes fijos reales correspondientes a la amortización de inmovilizado

En lo que concierne a los costes por amortización del inmovilizado, en la **Tabla 6.1**, ofrecemos el montante que representa la base de la inversión de cada una de las plantas y los cálculos por depreciación lineal del inmovilizado. Estos últimos han sido obtenidos mediante el uso de tasas estandarizadas de la empresa CADAFE y se han aplicado a cada uno de los equipos que componen la central de transmisión.

Tabla 6.1 (1 de 4)
Costes fijos reales por amortización del inmovilizado

Descripción	Táchira			Mérida			Barinas – Apure – Portuguesa			Trujillo		
	Base	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**
Estudios y proyectos para la ampliación del sistema	92.736.086	20	18.547.588	29.483.115	20	5.896.741	99.042.891	20	19.808.974	31.109.502	20	6.222.025
Vías y accesos	1.298.071.549	2	25.966.623	412.689.326	2	8.255.437	1.386.350.941	2	27.732.564	435.454.645	2	8.710.835
Edificios y construcciones	1.298.071.549	2	25.966.623	412.689.326	2	8.255.437	1.386.350.941	2	27.732.564	435.454.645	2	8.710.835
Obras electromecánicas S/E	927.472.150	4	37.095.176	294.866.532	4	11.793.482	990.547.777	4	39.617.949	311.132.353	4	12.444.050
Obras electromecánicas líneas	834.724.935	4	33.385.658	265.379.879	4	10.614.134	891.492.999	4	35.656.154	280.019.118	4	11.199.645
Cable/submarino/sublacustre	834.724.935	4	33.385.658	265.379.879	4	10.614.134	891.492.999	4	35.656.154	280.019.118	4	11.199.645
Torres y accesorios, acero y concreto	865.554.109	3	25.966.623	275.181.243	3	8.255.437	924.418.807	3	27.732.564	290.361.158	3	8.710.835
Postes y accesorios, acero y concreto	865.554.109	3	25.966.623	275.181.243	3	8.255.437	924.418.807	3	27.732.564	290.361.158	3	8.710.835
Postes y accesorios, madera	463.666.518	8	37.095.176	147.411.152	8	11.793.482	495.199.601	8	39.617.949	155.542.843	8	12.444.050
Conductores aéreos y accesorios	890.213.009	3	29.676.141	283.020.922	3	9.434.785	950.754.713	3	31.694.359	298.633.300	3	9.955.240
Conductores subterráneos y accesorios	778.936.383	3	25.966.623	247.643.307	3	8.255.437	831.910.374	3	27.732.564	261.304.137	3	8.710.835
Conductores y canales subterráneos y accesorios	778.936.383	3	25.966.623	247.643.307	3	8.255.437	831.910.374	3	27.732.564	261.304.137	3	8.710.835
Transformadores de líneas	778.936.383	3	25.966.623	247.643.307	3	8.255.437	831.910.374	3	27.732.564	261.304.137	3	8.710.835
TOTALES	**10.707.598.099**		**370.951.761**	**3.404.212.537**		**117.934.818**	**11.435.801.597**		**396.179.489**	**3.592.000.253**		**124.440.496**

Tabla 6.1: Costes fijos reales por amortización del inmovilizado. (2 de 4). Continuación…….

Descripción	Falcón			Yaracuy			Carabobo			Sucre		
	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición
Estudios y proyectos para la ampliación del sistema	208.576.899	20	41.716.214	74.121.180	20	14.824.532	81.423.484	20	16.285.022	57.230.264	20	11.446.281,65
Vías y accesos	2.919.551.074	2	58.402.700	1.037.509.767	2	20.754.345	1.139.723.626	2	22.799.031	801.079.500	2	16.024.794,31
Edificios y construcciones	2.919.551.074	2	58.402.700	1.037.509.767	2	20.754.345	1.139.723.626	2	22.799.031	801.079.500	2	16.024.794,31
Obras electromecánicas S/E	2.086.019.305	4	83.432.428	741.300.751	4	29.649.065	814.332.556	4	32.570.045	572.371.320	4	22.892.563,30
Obras electromecánicas líneas	1.877.417.374	4	75.089.185	667.170.676	4	26.684.158	732.899.300	4	29.313.040	515.134.188	4	20.603.306,97
Cable/submarino/sublacustre	1.877.417.374	4	75.089.185	667.170.676	4	26.684.158	732.899.300	4	29.313.040	515.134.188	4	20.603.306,97
Torres y accesorios, acero y concreto	1.946.756.656	3	58.402.700	691.811.513	3	20.754.345	759.967.714	3	22.799.031	534.159.810	3	16.024.794,31
Postes y accesorios, acero y concreto	1.946.756.656	3	58.402.700	691.811.513	3	20.754.345	759.967.714	3	22.799.031	534.159.810	3	16.024.794,31
Postes y accesorios, madera	1.042.853.209	8	83.432.428	370.594.781	8	29.649.065	407.105.206	8	32.570.045	286.142.734	8	22.892.563,30
Conductores aéreos y accesorios	2.002.218.097	3	66.745.942	711.520.634	3	23.719.252	781.618.548	3	26.056.036	549.377.569	3	18.314.050,64
Conductores subterráneos y accesorios	1.751.940.835	3	58.402.700	622.580.555	3	20.754.345	683.916.229	3	22.799.031	480.705.373	3	16.024.794,31
Conductores y canales subterráneos y accesorios	1.751.940.835	3	58.402.700	622.580.555	3	20.754.345	683.916.229	3	22.799.031	480.705.373	3	16.024.794,31
Transformadores de líneas	1.751.940.835	3	58.402.700	622.580.555	3	20.754.345	683.916.229	3	22.799.031	480.705.373	3	16.024.794,31
TOTALES	**24.082.940.221**		**834.324.281**	**8.558.262.922**		**296.490.648**	**9.401.409.762**		**325.700.449**	**6.607.985.000**		**228.925.633**

Tabla 6.1: Costes fijos reales por amortización del inmovilizado. (3 de 4). Continuación…….

Descripción	Anzoátegui			Bolívar			Aragua			Guárico		
	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición
Estudios y proyectos para la ampliación del sistema	148.045.177	20	29.609.628	138.486.861	20	27.697.926	124.478.942	20	24.896.286	151.792.197	20	30.359.047
Vías y accesos	2.072.259.484	2	41.453.479	1.938.467.139	2	38.777.097	1.742.391.566	2	34.854.801	2.124.708.324	2	42.502.665
Edificios y construcciones	2.072.259.484	2	41.453.479	1.938.467.139	2	38.777.097	1.742.391.566	2	34.854.801	2.124.708.324	2	42.502.665
Obras electromecánicas S/E	1.480.629.446	4	59.219.255	1.385.034.812	4	55.395.852	1.244.938.811	4	49.792.573	1.518.104.143	4	60.718.093
Obras electromecánicas líneas	1.332.566.501	4	53.297.330	1.246.531.331	4	49.856.267	1.120.444.930	4	44.813.315	1.366.293.729	4	54.646.284
Cable/submaino/sublacustre	1.332.566.501	4	53.297.330	1.246.531.331	4	49.856.267	1.120.444.930	4	44.813.315	1.366.293.729	4	54.646.284
Torres y accesorios, acero y concreto	1.381.782.624	3	41.453.479	1.292.569.888	3	38.777.097	1.161.826.696	3	34.854.801	1.416.755.510	3	42.502.665
Postes y accesorios, acero y concreto	1.381.782.624	3	41.453.479	1.292.569.888	3	38.777.097	1.161.826.696	3	34.854.801	1.416.755.510	3	42.502.665
Postes y accesorios, madera	740.203.681	8	59.219.255	692.413.534	8	55.395.852	622.376.040	8	49.792.573	758.938.219	8	60.718.093
Conductores aéreos y accesorios	1.421.148.436	3	47.375.404	1.329.394.105	3	44.316.682	1.194.926.151	3	39.834.058	1.457.117.670	3	48.574.475
Conductores subterráneos y accesorios	1.243.504.881	3	41.453.479	1.163.219.842	3	38.777.097	1.045.560.382	3	34.854.801	1.274.977.961	3	42.502.665
Conductores y canales subterráneos y accesorios	1.243.504.881	3	41.453.479	1.163.219.842	3	38.777.097	1.045.560.382	3	34.854.801	1.274.977.961	3	42.502.665
Transformadores de líneas	1.243.504.881	3	41.453.479	1.163.219.842	3	38.777.097	1.045.560.382	3	34.854.801	1.274.977.961	3	42.502.665
TOTALES	**17.093.758.604**		**592.192.553**	**15.990.125.554**		**553.958.524**	**14.372.727.476**		**497.925.727**	**17.526.401.238**		**607.180.933**

Tabla 6.1: Costes fijos reales por amortización del inmovilizado. (4 de 4). Continuación…….

Descripción	Miranda			Monagas		
	Base	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**
Estudios y proyectos para la ampliación del sistema	260.789.516	20	52.158.946,31	393.641.288	20	78.729.832,21
Vías y accesos	3.650.396.163	2	73.022.524,83	5.509.986.257	2	110.221.765,09
Edificios y construcciones	3.650.396.163	2	73.022.524,83	5.509.986.257	2	110.221.765,09
Obras electromecánicas S/E	2.608.208.136	4	104.317.892,62	3.936.885.299	4	157.459.664,41
Obras electromecánicas líneas	2.347.387.323	4	93.886.103,36	3.543.196.769	4	141.713.697,97
Cable submarino/sublacustre	2.347.387.323	4	93.886.103,36	3.543.196.769	4	141.713.697,97
Torres y accesorios, acero y concreto	2.434.084.161	3	73.022.524,83	3.674.058.836	3	110.221.765,09
Postes y accesorios, acero y concreto	2.434.084.161	3	73.022.524,83	3.674.058.836	3	110.221.765,09
Postes y accesorios, madera	1.303.908.462	8	104.317.892,62	1.968.147.398	8	157.459.664,41
Conductores aéreos y accesorios	2.503.429.149	3	83.454.314,10	3.778.729.648	3	125.967.731,53
Conductores subterráneos y accesorios	2.190.500.505	3	73.022.524,83	3.306.388.442	3	110.221.765,09
Conductores y canales subterráneos y accesorios	2.190.500.505	3	73.022.524,83	3.306.388.442	3	110.221.765,09
Transformadores de líneas	2.190.500.505	3	73.022.524,83	3.306.388.442	3	110.221.765,09
TOTALES	**30.111.572.071**		**1.043.178.926**	**45.451.052.682**		**1.574.596.644**

Fuente: CADAFE. Estados Financieros. *Costes detallados por unidad departamental* 2006.

Con relación a los montos reflejados por inversiones, éstos difieren por central de transmisión de energía debido a los siguientes factores:

- El primero de ellos, por la antigüedad en los activos de la central, en cuyo caso, existen activos en uso con una cuota aplicada de depreciación mayor, debido a reparaciones y mejoras extraordinarias realizadas que hacen que se incremente el monto imputado por depreciación.
- Las centrales de transmisión cercanas a las plantas generadoras requieren, en la mayoría de casos, inversiones adicionales por la necesidad de transformadores reductores e instalaciones acordes a la energía generada, la cual puede oscilar en 400 MVA o más. Como ejemplo de ello, podemos citar a las centrales de transmisión Monagas, Guárico, Anzoátegui y Bolívar, cercanas a los complejos de Gurí, Macagua y a la de generación EDELCA.
- La transmisión de energía en lugares donde se concentran zonas industriales requiere de inversiones adicionales en cuanto a: transformadores amplificadores y suministro de energía en potencias que van más allá de los niveles de distribución, 34.5 KVA o 13.8 KVA. Ejemplo de esto lo encontramos en los Estados Aragua, Falcón, Miranda y Carabobo.

En este sentido, observamos que la mayor inversión en activos la muestran las coordinaciones de transmisión Monagas, Miranda, Falcón y Guárico, mientras que aquellas que muestran menor valor de inversión se centralizan en Sucre, Trujillo y Mérida. Con respecto a esta última coordinación, la carga distribuida no es tan alta por cuanto es un Estado netamente turístico y comercial. Por consiguiente, sus niveles potenciales de energía se sitúan en 13.8 KVA y requieren menor porcentaje de inversión.

b) Costes fijos reales de personal

Siguiendo con esta línea, en la tabla y párrafos siguientes abordaremos el rubro del coste de mano de obra detallado por central de transmisión. Recordemos que, al igual que lo hicimos en la actividad de generación, al margen de lo consignado en las diferentes partidas de gastos de personal, se añadirán también los importes satisfechos en concepto de: “útiles, herramientas e implementos de trabajo”, “equipos de protección” y “agua potable”.

Tabla 6.2 (1 de 4)
Costes fijos reales del personal

Descripción	Táchira	Mérida	Barinas	Trujillo	Falcón	Yaracuy	Carabobo
Nº de empleados operarios	76	43	66	55	89	101	142
Importe por nómina	**1.128.398.343**	**695.034.314**	**991.612.790**	**819.318.983**	**1.212.705.144**	**1.481.589.596**	**2.140.356.832**
111 Sueldos ordinarios fijos	293.299.907	196.841.734	254.650.836	302.953.868	288.296.350	239.746.471	294.149.473
112 Jornales ordinarios fijos	835.098.435	410.873.537	680.747.700	516.365.115	826.535.915	1.109.479.329	1.797.236.055
158 Sueldos y salarios personal contratado		87.319.044	56.214.254		97.872.880	132.363.796	48.971.304
Más Otras prestaciones contractuales	**1.695.644.389**	**934.345.049**	**1.790.601.191**	**1.034.396.084**	**3.016.061.452**	**2.454.541.556**	**4.624.068.546**
113 Asignaciones para vivienda	44.934.056	29.139.129	37.636.281	31.673.268	48.348.984	57.702.442	89.294.767
114 Asignación por vehículo			25.461.058				
115 Auxilio de transporte	13.479.422	9.783.978	15.244.522	10.983.227	9.111.792	24.018.658	39.462.163
119 Gastos de vida	85.989.869	44.917.282	69.329.255	78.169.853	42.328.856	40.869.704	111.271.590
131 Sueldos extraordinarios	50.000				5.958.725	3.816.501	3.790.869
132 Jornales extraordinarios			8.617.604	4.900.484	18.504.884	7.548.902	771.732
133 Comisiones					823.079		
134 Sobretiempos diurnos y nocturnos	404.178.058	141.441.699	340.866.902	232.234.979	626.664.397	542.268.689	951.759.220
135 Bono dominical y nocturno	102.700.701	81.451.168	103.255.626	92.925.649	127.452.705	186.152.728	474.726.930
136 Días de descanso feriado	370.351.055	222.495.919	540.566.001	163.066.992	1.301.742.912	747.555.300	1.662.841.282
137 Bonificación por suplencia		66.072	126.566	295.836	236.530	247.271	2.614.892
138 Tiempo de viaje			22.164.355		43.041.553		
139 Bonificación especial	320.000.000		288.000.000	231.046.575	340.131.507	408.000.000	611.900.000
140 Prima por razones de servicio profesional	3.840.000	3.717.333	4.314.667	5.514.667	2.085.333	3.717.333	3.200.000
149 Otras prestaciones contractuales	54.392.888	197.116.767	2.020.950	619.200	79.096.401	44.999.313	52.432.383
150 Primas por razones de servicio técnico	16.642.568	6.026.252	10.596.404	21.724.768	13.664.633	9.996.352	21.860.785
154 Gastos de comida lunch	119.737.440	96.557.514	159.310.881	71.880.540	140.919.098	154.634.010	268.351.758
159 Prima operadores despacho		20					
167 Prima por riesgo eléctrico	159.348.331	101.631.915	163.090.118	89.360.046	215.950.064	223.014.353	329.790.176

Tabla 6.2. Costes fijos reales del personal. (2 de 4). Continuación….

Descripción	Táchira	Mérida	Barinas	Trujillo	Falcón	Yaracuy	Carabobo
Nº de empleados operarios	76	43	66	55	89	101	142
Más: Importe de seguridad social	**1.076.693.010**	**671.148.886**	**956.592.663**	**699.268.672**	**905.143.777**	**1.281.193.991**	**1.868.592.754**
118 Becas y capacitación					1.410.700		117.600
144 Medicinas	295.870.025	242.690.395	253.223.267	177.225.992	48.782.582	418.142.661	329.354.369
145 Exámenes de laboratorio	23.985.639	25.180.084	30.982.550	7.276.083	10.801.300	80.586.741	43.782.585
146 Otras prestaciones medicas	56.661.383	50.323.179	52.356.751	20.401.436	4.495.123	65.165.916	44.709.448
155 Cotización al seguro social	162.716.339	67.968.188	113.235.338	111.276.451	239.020.816	137.754.336	373.905.123
156 Ticket cesta	284.066.160	179.022.900	260.749.020	197.731.380	345.599.113	357.170.780	535.781.758
165 Aporte en cuanto a política habitacional	19.146.542	11.956.580	17.151.615	14.089.370	20.818.822	23.951.421	36.018.806
173 Seguro colectivo de hospitalización	206.777.058	79.594.669	204.409.526	155.152.813	195.964.843	163.075.356	454.811.167
174 Aporte de la empresa al seguro personal	27.469.864	14.412.890	24.484.597	16.115.146	38.250.477	35.346.781	50.111.898
Más: Otros costes del personal	**4.085.684.831**	**2.052.386.017**	**3.600.167.240**	**2.877.802.806**	**5.763.952.399**	**7.929.238.611**	**12.710.132.768**
Provisiones y otros (141,142,143,147,148,152,157,181,182.183,184,185)	4.068.889.137	2.009.618.627	3.533.609.184	2.838.946.407	5.746.176.308	7.858.820.349	12.660.829.731
239 Útiles herramientas e implementos de trabajo	7.893.986	22.583.214	37.411.366	16.749.639	8.073.603	25.231.660	34.485.932
245 Equipos de protección	1.606.560	18.130.411	28.856.730	20.875.592	9.702.489	45.186.602	14.817.105
343 Agua potable	7.295.148	2.053.766	289.960	1.231.168			
Total Costes de personal	**7.986.420.573**	**4.352.914.267**	**7.338.973.885**	**5.430.786.544**	**10.897.862.772**	**13.146.563.754**	**21.343.150.900**
Coste de personal por empleado	105.084.481	101.230.564	111.196.574	98.741.574	122.447.896	130.163.998	150.303.880

Tabla 6.2. Costes fijos reales del personal operativo. (3 de 4). Continuación….

Descripción	Sucre	Anzoátegui	Bolívar	Aragua	Guárico	Miranda	Monagas
Nº de empleados operarios	62	83	62	102	65	65	66
Importe por nómina	**805.621.681**	**1.200.643.032**	**869.085.048**	**1.484.861.971**	**1.880.668.760**	**834.445.994**	**831.142.549**
111 Sueldos ordinarios fijos	235.034.907	289.742.814	160.025.239	242.104.337	360.271.796	210.865.215	155.232.516
112 Jornales ordinarios fijos	570.586.774	910.900.218	675.419.914	1.242.757.634	1.520.396.964	623.580.780	675.910.032
158 Sueldos y salarios personal contratado			33.639.896				
Más Otras prestaciones contractuales	**1.424.708.863**	**2.127.702.776**	**2.715.089.107**	**4.483.336.212**	**4.378.920.358**	**2.895.496.102**	**1.702.630.384**
113 Asignaciones para vivienda	34.442.627	49.260.651	37.513.408	56.421.226	77.170.964	36.738.169	35.458.593
114 Asignación por vehículo	805.000	847.500		7.615.000		6.620.000	
115 Auxilio de transporte	13.701.664	17.610.577	18.218.086	21.920.545	68.993.866	15.035.092	8.725.128
119 Gastos de vida	10.772.693	36.587.536	89.091.779	53.667.155	122.394.509	35.130.330	39.353.213
131 Sueldos extraordinarios	3.791.489	5.600.506	8.736.134	2.976.878	1.842.019	5.780.115	
132 Jornales extraordinarios	4.938.920	29.927.024	23.838.536			14.202.864	
133 Comisiones		635.630	103.819	163.903			
134 Sobretiempos diurnos y nocturnos	265.443.032	403.324.035	508.943.441	845.927.629	810.001.271	477.823.215	400.410.297
135 Bono dominical y nocturno	99.852.155	158.242.104	146.433.254	183.364.326	173.298.604	113.716.808	161.132.815
136 Días de descanso feriado	407.423.488	664.245.059	1.098.229.384	1.944.222.020	1.635.670.190	1.590.084.898	672.275.057
137 Bonificación por suplencia	181.782	1.328.753	12.139.129		145.101	802.354	
138 Tiempo de viaje	43.948.148	18.957.134	42.355.481			1.688.936	45.832.961
139 Bonificación especial	236.000.000	345.282.192	268.000.000	404.000.000	535.825.000	245.063.725	
140 Prima por razones de servicio profesional	2.880.000	3.840.000	3.674.667	3.840.000	4.960.000	3.680.000	4.320.000
149 Otras prestaciones contractuales	18.896.250	28.727.375	54.725.726	34.808.763	192.790.548	42.549.323	28.534.867
150 Primas por razones de servicio técnico	9.473.011	11.525.043	5.762.478	10.964.072	18.713.016	5.401.632	5.642.667
154 Gastos de comida lunch	113.547.002	170.075.012	207.224.060	270.710.899	245.907.328	137.197.424	154.158.790
167 Prima por riesgo eléctrico	158.611.603	181.686.645	190.099.725	642.733.796	491.207.941	163.981.219	146.785.995
Más: Importe de seguridad social	**999.227.799**	**1.364.301.329**	**900.598.614**	**1.133.352.184**	**1.376.734.158**	**780.313.166**	**789.167.679**
144 Medicinas	387.592.259	513.230.742	160.416.928	72.626.128	313.768.960	193.474.642	238.865.437
145 Exámenes de laboratorio	31.955.398	71.124.704	12.317.550	4.027.700	33.312.640	18.258.960	32.256.695

Tabla 6.2. Costes fijos reales del personal operativo. (4 de 4). Continuación….

Descripción	Sucre	Anzoátegui	Bolívar	Aragua	Guárico	Miranda	Monagas
Nº de empleados operarios	62	83	62	102	65	65	66
146 Otras prestaciones médicas	104.043.530	56.745.906	26.319.270	75.820.200	30.529.186	34.923.212	43.217.350
155 Cotización al seguro social	82.606.884	162.735.920	177.590.028	135.652.497	126.549.051	67.491.522	45.217.674
156 Ticket cesta	230.401.960	301.550.340	267.894.480	412.695.150	516.991.421	275.974.324	265.834.373
165 Aporte en cuanto a política habitacional	13.825.395	20.311.050	15.017.889	23.697.250	31.935.871	15.451.889	15.147.248
173 Seguro colectivo de hospitalización	131.226.943	212.699.121	216.772.834	382.366.613	293.561.635	159.690.523	134.956.274
174 Aporte de la empresa al seguro personal	17.575.431	25.903.546	24.269.635	26.466.646	30.085.394	15.048.095	13.672.627
Más: Otros costes del personal	**4.060.203.751**	**3.969.992.164**	**3.369.273.450**	**6.623.310.101**	**10.807.200.194**	**4.184.604.211**	**2.893.159.742**
Provisiones y otros (141,142,143,147,148,152,157,181,182.183,184,185)	4.047.562.590	3.957.246.431	3.365.254.775	6.623.187.349	10.806.325.214	4.184.589.475	2.880.965.800
239 Útiles herramientas e implementos de trabajo	12.641.161	12.745.734	4.018.675	122.752	808.935	14.737	6.583.942
245 Equipos de protección					11.045		5.610.000
343 Agua potable					55.000		
Total Costes de personal	**7.289.762.094**	**8.662.639.301**	**7.854.046.220**	**13.724.860.468**	**18.443.523.470**	**8.694.859.474**	**6.216.100.353**
Coste de personal por empleado	117.576.808	104.369.148	126.678.165	134.557.456	283.746.515	133.767.069	94.183.339

Fuente: CADAFE. Estados Financieros. *Costes detallados por unidad departamental* 2006.

La tabla 6.2 muestra los costes incurridos por concepto de gastos de personal en cuatro aspectos bien diferenciados: coste por salario, otras prestaciones contractuales, importes por seguridad social y demás costes derivados de la relación contractual.

Es importante resaltar el coste por "provisiones y otros" reflejado por las coordinaciones de transmisión Guárico, Aragua y Carabobo. Esta diferencia se deriva principalmente de los montos por viáticos cancelados a los trabajadores, los cuales forman parte integral del salario para el cálculo de la provisión por antigüedad, vacaciones y jubilaciones.

c) Otros costes fijos

En la tabla siguiente, reflejamos el montante de las partidas incluidas dentro del apartado de "otros recursos fijos" distribuidos en tres grupos bien diferenciados: "costes por edificaciones", "costes por vehículos", "costes por oficina y administración" y, "otros costes", todos ellos relacionados con el proceso de transmisión de energía.

Tabla 6.3
Otros costes fijos (1de 2)

Descripción	Coordinación transmisión Táchira	Coordinación transmisión Mérida	Coordinación transmisión Barinas	Coordinación transmisión Trujillo	Coordinación transmisión Falcón	Coordinación transmisión Yaracuy	Coordinación transmisión Carabobo
Coste de edificios	**831.236.449**	**486.638.971**	**753.040.139**	**551.096.080**	**589.115.461**	**193.121.261**	**644.317.939**
241 Bombillas lámparas y luminarias	9.359.411	1.477.360	2.354.636	2.014.740	8.549.855	28.325.037	30.108.708
314 Servicio de vigilancia	161.122.167	200.250.000	232.608.430	212.875.000	15.000		34.854
331 Mantenimiento de inmuebles	12.580.151	7.512.268	12.121.984	2.138.261		42.910.358	66.825.879
333 Mantenimiento de instalaciones	430.424.665	170.105.600	421.856.392	219.794.830	153.367.506	68.918.130	426.428.743
344 Limpieza de locales	205.224.706	107.293.743	77.775.538	101.457.268			
381 Reparaciones de inmuebles	7.162.031		6.323.159	6.145.732		14.727.869	31.507.564
383 Reparación de instalaciones	5.363.319			6.670.249	427.183.100	38.239.868	89.412.192
Coste de vehículos	**130.668.592**	**100.327.824**	**79.322.353**	**34.190.358**	**114.000**	**4.767.307**	**201.573.186**
240 Repuestos y accesorios de vehículos					114.000	198.600	
242 Cauchos y tripas	66.967.687	20.654.886	10.907.500	8.026.526		3.652.936	22.929.304
243 Otros repuestos y accesorios de equipo de transporte	16.666.919	39.953.754	2.385.970	2.235.487		804.981	4.527.149
346 Mantenimiento y estacionamiento vehículos	1.061.467	1.486.088	1.172.500	5.434.535			6.287.600
385 Reparación de equipos de transporte	45.972.519	38.233.096	64.856.383	18.493.809		110.790	167.829.133
Coste de oficina y administración	**40.590.564**	**13.883.193**	**128.469.649**	**8.724.274**	**381.483.532**	**138.017.030**	**171.635.334**
246 Papelería, impresos y suministros	2.569.421	2.237.090	2.159.731	1.321.304	4.721.301	3.835.009	2.392.469
248 Cintas, tarjetas y formas continuas	27.610	1.051.340	771.018	1.520.445	6.587.434	358.000	3.267.480
352 Teléfonos	16.403.541	9.753.629	13.747.400	4.875.959		28.070	
359 Otros servicios externos	13.269.528		2.097.060	624.607	357.282.684	127.199.532	164.938.267
252 Materiales y suministros varios	230.464	761.133		381.960	12.892.112	6.596.419	1.037.117
312 Alquiler de equipos y bienes	8.090.000	80.000	109.694.441				
Total otros recursos fijos	**1.002.495.605**	**600.849.988**	**960.832.141**	**594.010.712**	**970.712.993**	**335.905.598**	**1.017.526.458**

Tabla 6.3: Otros costes fijos (2 de 2). Continuación……

Descripción	Coordinación transmisión Aragua	Coordinación transmisión Guárico	Coordinación transmisión Miranda	Coordinación transmisión Sucre	Coordinación transmisión Anzoátegui	Coordinación transmisión Bolívar	Coordinación transmisión Monagas
Coste de edificios	**746.060.640**	**207.609.006**	**510.674.620**	**137.943.917**	**670.350.423**	**307.448.370**	**320.287.911**
241 Bombillas lámparas y luminarias	12.399.337	29.589.075	33.820.705	2.787.194		4.463.495	36.358.320
249 Materiales de aseo y limpieza		66.295		123.202	3.778.786	41.347	
331 Mantenimiento de inmuebles	56.258.096			2.340.748			57.277.644
333 Mantenimiento de instalaciones	656.508.922	169.853.636	470.824.916	92.537.376	614.921.242	217.931.019	219.271.947
381 Reparaciones de inmuebles	20.894.286	8.100.000	259.999	420.000		24.169.570	
383 Reparaciones de instalaciones			5.769.000	39.735.398	51.650.395	60.842.939	7.380.000
Coste de vehículos	**22.204.195**	**35.384.169**	**14.334.812**	**27.382.597**	**0**	**0**	**0**
242 Cauchos y tripas	9.696.560	13.527.895	2.500.000				
243 Otros repuestos y accesorios equipo de transporte	6.927.881	7.848.210	9.882.176	4.995.719			
346 Mantenimiento y estacionamiento vehículos	672.053	1.193.000	1.772.636	127.719			
385 Reparación de equipos de transporte	4.907.702	12.815.064	180.000	22.259.159			
Coste de oficina y administración	**14.121.051**	**82.962.319**	**8.299.509**	**2.396.625**	**24.606.839**	**31.849.577**	**139.931.675**
246 Papelería, impresos y suministros	2.852.686	1.616.277	2.456.735	1.223.006	2.375.960	2.181.903	8.068.000
248 Cintas, tarjetas y formas continuas	737.400	2.329.000	489.693	368.183	70.613	219.979	
336 Publicaciones y avisos							27.912.000
359 Otros servicios externos	10.530.965	74.126.721	5.196.720	55.088	18.221.952	15.787.982	
252 Materiales y suministros varios		4.690.321	156.361	750.348	3.938.314	8.319.714	2.967.010
312 Alquiler de equipos y bienes		200.000				5.340.000	100.984.665
Total otros costes fijos	**782.385.886**	**325.955.494**	**533.308.941**	**167.723.139**	**694.957.262**	**339.297.947**	**460.219.586**

Fuente: Datos suministrados por la empresa. CADAFE 2006.

Los costes se concentran, en su mayoría, en los conceptos de reparación de instalaciones y vehículos, además de en la contratación de servicios externos. La explicación de estos costes tan elevados se fundamenta en el hecho de que las subestaciones de transmisión deben contar con sitios acordes para el alojamiento del personal en permanencia. El personal restante efectúa labores distintas como diagnósticos y reparaciones en las líneas de transmisión, lo cual amerita pluses adicionales por costes en mano de obra y uso continuado del parque automotor.

d) Capacidad normal de transmisión de energía

Para calcular la capacidad normal de transmisión de cada una de las centrales de que dispone la empresa, necesitamos conocer varias cosas:

- La capacidad máxima de transmisión de cada central
- La ociosidad normal aplicable
- Las horas de mantenimiento preventivo necesarias
- El autoconsumo correspondiente

Comenzando por la primera de ellas, para determinar la cantidad máxima de energía transmisible por central de transmisión, necesitaríamos conocer la energía máxima trasmisible por cada una de las líneas que salen de las subestaciones correspondientes. Sin embargo, dicha información no está disponible de manera directa.

Por lo tanto, será preciso realizar una estimación. Dicha estimación se apoya en la siguiente hipótesis: “la capacidad máxima de energía transmisible será muy semejante a la capacidad máxima de transformación que presente la central”. Es decir, entendemos que la cantidad de KWh que es posible transformar como máximo en la central es también la cantidad máxima de KWh que es posible transmitir.

Ahora bien, en lugar de disponer del dato referente a la capacidad máxima de transformación (y por lo tanto de transmisión) por central, se dispone de dicha información por región (oriental, central y occidental). Cada región comprende a su vez varias centrales de transmisión.

Sin embargo, eso no es un problema, ya que, todas las centrales de transmisión son prácticamente idénticas y, por lo tanto, puede afirmarse que la capacidad máxima de transformación de cada una de ellas también lo es. En consecuencia, dividiendo la capacidad máxima de transformación de la región entre el número de centrales que ésta comprende, obtendremos la capacidad máxima de cada una de ellas. La tabla siguiente nos muestra los citados cálculos.

Tabla 6.4

Energía máxima a transmitir por central

		Oriental	**Central**	**Occidental**	**Total**
Capacidad nominal **(a)**	GWh	29.223	77.824	9.943	116.990
Cantidad de centrales por región **(b)**	Unid	4	6	4	14
Energía máxima a transmitir por central **(a) / (b) = (c)**	GWh	7.306	12.971	2.486	8.356
Centrales por región		Sucre Anzoátegui Bolívar Monagas	Falcón Yaracuy Carabobo Aragua Guárico Miranda	Táchira Mérida Trujillo Barina – Apure – Portuguesa	

Fuente: Diseño propio a partir de datos suministrados por la empresa CADAFE 2006.

En cuanto a la ociosidad normal se refiere, ésta se estima en un 1,30%, salvo en el caso de Mérida, cuyo porcentaje se estima en un 1,45%.

Respecto a las horas de mantenimiento, los manuales internos indican que el promedio oscila en 120 horas anuales.

Por último, en lo que al autoconsumo se refiere, éste depende de la cantidad de KWh registrados en las subestaciones de transmisión y central propiamente dicha.

La tabla siguiente nos muestra el cálculo de la capacidad normal de transmisión a partir de los datos antes mencionados.

Tabla 6.5
Capacidad normal de transmisión de energía (1 de 2)

Descripción	Unid	Táchira	Mérida	Barinas	Trujillo	Falcón	Yaracuy	Carabobo
Energía máxima a transmitir por central (a)	**GWh**	2.486	2.486	2.486	2.486	12.971	12.971	12.971
Promedio de ociosidad normal (b)	**%**	1,30%	1,45%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%
Ociosidad normal (a) * (b) = (c)	**GWh**	32	36	32	32	169	169	169
Energía máxima transmisible (a) - (c) = (d)	**GWh**	2.454	2.450	2.454	2.454	12.802	12.802	12.802
Tiempo máximo de transmisión por planta 365 días x 24 horas = (e)	**Horas**	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Energía no transmitida por mantenimiento preventivo ((d) / (e))*120 horas = (f)	**GWh**	33,61	33,56	33,61	33,61	175,38	175,38	175,38
Kilowatios potenciales por año ((d) - (f)) x 1000000 = (g)	**KWh**	2.420.069.918	2.416.392.000	2.420.069.918	2.420.069.918	12.627.001.973	12.627.001.973	12.627.001.973
KWh por autoconsumo (h)	**KWh**	1.476.243	740.067	1.476.243	1.476.243	7.702.471	7.702.471	7.702.471
Capacidad normal de transmisión (g) - (h) = (i)	**KWh**	2.418.593.675	2.415.651.933	2.418.593.675	2.418.593.675	12.619.299.501	12.619.299.501	12.619.299.501

Tabla 6.5: Capacidad normal de transmisión de energía (2 de 2)

Descripción	Unid	Sucre	Anzoátegui	Bolívar	Aragua	Guárico	Miranda	Monagas
Energía máxima a transmitir por central (a)	**GWh**	7.306	7.306	7.306	12.971	12.971	12.971	7.306
Promedio de ociosidad normal (b)	**%**	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%
Ociosidad normal (a) * (b) = (c)	**GWh**	95	95	95	169	169	169	95
Energía máxima transmisible (a) - (c) = (d)	**GWh**	7.211	7.211	7.211	12.802	12.802	12.802	7.211
Tiempo máximo de transmisión por planta 365 días x 24 horas = (e)	**Horas**	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Energía no transmitida por mantenimiento preventivo ((d) / (e))*120 horas = (f)	**GWh**	98,78	98,78	98,78	175,38	175,38	175,38	98,78
Kilowatios potenciales por año ((d) - (f)) x 1000000 = (g)	**KWh**	7.112.240.877	7.112.240.877	7.112.240.877	12.627.001.973	12.627.001.973	12.627.001.973	7.112.240.877
KWh por autoconsumo (h)	**KWh**	4.338.467	4.338.467	4.338.467	7.702.471	7.702.471	7.702.471	4.338.467
Capacidad normal de transmisión (g) - (h) = (i)	**KWh**	7.107.902.410	7.107.902.410	7.107.902.410	12.619.299.501	12.619.299.501	12.619.299.501	7.107.902.410

Fuente: Diseño propio a partir de datos suministrados por la empresa CADAFE 2006.

e) Coeficiente de la actividad de transmisión o factor de uso del sistema

Una vez determinada la capacidad de transmisión normal por central de transmisión, es importante comparar este resultado con la actividad real de transmisión, con el fin de mostrar el grado de aprovechamiento de cada central de transmisión. En la tabla siguiente, mostramos los resultados obtenidos producto de esta comparación entre la capacidad normal y la actividad real de transmisión de energía.

Tabla 6.6
Coeficiente de actividad por central de transmisión de energía (1 de 3)

		Sistema occidental				
Descripción	**Unidad**	**Táchira**	**Mérida**	**Barinas - Apure - Portuguesa**	**Trujillo**	**Total**
Capacidad normal de transmisión (1)	**KWh**	2.418.593.675	2.415.651.933	2.418.593.675	2.418.593.675	9.671.432.958
Actividad real de transmisión (2)	**KWh**	1.611.120.000	1.233.820.000	3.080.940.000	1.570.690.000	7.496.570.000
Coeficiente de actividad (2)/(1) = (3)	**%**	66,61%	51,08%	127,39%	64,94%	77,51%

Tabla 6.6: Coeficiente de actividad por central de transmisión de energía (2 de 3). Continuación……..

		Sistema central						
Descripción	**Unidad**	**Falcón**	**Yaracuy**	**Carabobo**	**Aragua**	**Guárico**	**Miranda**	**Total**
Capacidad normal de transmisión (1)	**KWh**	12.619.299.501	12.619.299.501	12.619.299.501	12.619.299.501	12.619.299.501	12.619.299.501	75.715.797.008
Actividad real de transmisión (2)	**KWh**	1.980.480.000	783.180.000	7.783.450.000	4.956.310.000	2.170.580.000	2.542.970.000	20.216.970.000
Coeficiente de actividad (2)/(1) = (3)	**%**	15,69%	6,21%	61,68%	39,28%	17,20%	20,15%	26,70%

Tabla 6.6: Coeficiente de actividad por central de transmisión de energía (3 de 3). Continuación……..

		Sistema oriental					Promedio nacional
Descripción	**Unidad**	**Sucre**	**Anzoátegui**	**Bolívar**	**Monagas**	**Total**	
Capacidad normal de transmisión (1)	**KWh**	7.107.902.410	7.107.902.410	7.107.902.410	7.107.902.410	28.431.609.639	113.818.839.605,98
Actividad real de transmisión (2)	**KWh**	1.878.670.000	5.762.110.000	4.161.040.000	2.919.750.000	14.721.570.000	42.435.110.000,00
Coeficiente de actividad (2)/(1) = (3)	**%**	26,43%	81,07%	58,54%	41,08%	51,78%	37,28%

Fuente: Diseño propio a partir de: Datos estadísticos de CADAFE 2006.

Como observamos en las tablas precedentes, la coordinación de transmisión que mejor aprovecha la capacidad instalada de transmisión es la coordinación de transmisión Barinas – Apure – Portuguesa, con una sobreactividad del 27,39%. En un segundo lugar, las coordinaciones de Anzoátegui y Táchira.

Es importante mencionar que las centrales de transmisión, aun cuando tienen una capacidad nominal máxima registrada, tienen un nivel de tolerancia promedio de un 15%. En el caso de la central de transmisión Barinas – Apure – Portuguesa, la sobreactividad supera el promedio indicado en 7,39%, provocando un desgaste excesivo del sistema que da lugar a múltiples suspensiones[64] del servicio[65].

Con referencia a otras centrales como Yaracuy, Falcón y Guárico, las continuas fallas en los niveles de tensión y falta de generación no han permitido un mejor coeficiente de actividad o factor de uso del sistema.

En este orden, para solventar el déficit en la transmisión de energía es necesario incrementar la generación de energía interna, y ésta se materializa a medio y largo plazo. No obstante, dentro de los planes se encuentra la conclusión de la presa la Vueltosa y la compra de energía a Estados vecinos como Colombia.[66]

---

[64] Suspensiones continúas del servicio por fallas en la transmisión de la energía. Disponible en: http://www.newstin.com.mx/tag/mx/75281105 y http://www.aporrea.org/energia/n119952.html

[65] Las líneas de transmisión de energía, cuando superan el factor de uso, generan un arco magnético que, al juntarse con las demás líneas, ocasiona suspensiones continuas del servicio. También es posible que las líneas de transmisión revienten al superar la cantidad máxima admisible de transmisión.

[66] Compra de energía a Colombia. Disponible en: http://www.elespectador.com/economia/articulo159608-colombia-extiende-contrato-de-suministro-energia-venezuela

El Diario de Yaracuy. Demanda en el Estado por apagones debería aplicarse en la región. (23-10-2008). Disponible en: http://www.eldiariodeyaracuy.com/index.php/general/42-general/21842-demanda-al-estado-por-apagones-deberia-aplicarse-en-la-region

Agencia bolivariana de noticias. Plantas termoeléctricas de Zulia y Falcón aportarán 900 MV mas. (9-09-2008). Disponible en: http://www.abn.info.ve/noticia.php?articulo=152546&lee=2

Otras de las alternativas puestas en práctica para solventar el déficit de energía disponible es la generación distribuida, inyectando la cantidad de KWh necesarios en las líneas de distribución (no de transmisión) en tensiones de 34.5 y 13.8 KV.

No obstante, si persiste el déficit en el balance energético en baja tensión, necesariamente, la empresa recurre a racionamientos programados para mantener y asegurar el servicio en los sitios donde lo considera importante para el desarrollo social e industrial, como hospitales e industrias, entre otros.

f) Pérdidas por subactividad y costes fijos imputados

Los porcentajes de efectividad calculados en el ordinal anterior implican inyectar un mayor o menor porcentaje al coste unitario del servicio de electricidad transmitido, en lo que respecta a costes fijos por inmovilizado, costes de personal y otros costes fijos.

En las tablas siguientes, se hace un alcance de lo comentado hasta determinar el coste fijo a imputar en el servicio de energía transmitido por central o coordinación de transmisión.

Tabla 6.7
Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (1 de 3)

		Sistema occidental				
Descripción	**Unid**	**Táchira**	**Mérida**	**Barinas – Apure – Portuguesa**	**Trujillo**	**Total**
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	370.951.761	117.934.818	396.179.489	124.440.496	1.009.506.564
Costes fijos del personal (b)	**Bs**	7.986.420.573	4.352.914.267	7.338.973.885	5.430.786.544	25.109.095.269
Otros costes fijos (c)	**Bs**	1.002.495.605	600.849.988	960.832.141	594.010.712	3.158.188.445
Costes fijos totales (a) + (b) + (c) = (d)	**Bs**	**9.359.867.939**	**5.071.699.073**	**8.695.985.514**	**6.149.237.752**	**29.276.790.278**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	66,61%	51,08%	127,39%	64,94%	77,51%
Coeficiente de subactividad 1-(e)= (f)	**%**	33,39%	48,92%	-27,39%	35,06%	22,49%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	3.124.893.214	2.481.274.656	-2.381.447.576	2.155.782.240	6.583.616.615
Costes fijos imputados por amortización inmovilizado (a)*(e) = (h)	**Bs**	247.105.501	60.236.467	504.675.608	80.814.502	782.493.831
Coste fijo de mano de obra imputado (b) *(e) = (i)	**Bs**	5.320.067.627	2.223.297.408	9.348.795.720	3.526.876.881	19.462.688.841
Otros costes fijos imputados (c) * (e) = (j)	**Bs**	667.801.597	306.890.542	1.223.961.762	385.764.130	2.447.990.991
Costes fijos imputados (h)+(i)+(j) = (k)	**Bs**	**6.234.974.725**	**2.590.424.417**	**11.077.433.090**	**3.993.455.513**	**22.693.173.663**

Tabla 6.7 Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (2 de 3). Continuación…….

		Sistema central						
Descripción	**Unid**	**Falcón**	**Yaracuy**	**Carabobo**	**Aragua**	**Guárico**	**Miranda**	**Total**
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	834.324.281	296.490.648	325.700.449	497.925.727	607.180.933	1.043.178.926	3.604.800.965
Costes fijos del personal (b)	**Bs**	10.897.862.772	13.146.563.754	21.343.150.900	13.724.860.468	18.443.523.470	8.694.859.474	86.250.820.838
Otros costes fijos (c)	**Bs**	970.712.993	335.905.598	1.017.526.458	782.385.886	325.955.494	533.308.941	3.965.795.372
Costes fijos totales (a) + (b) + (c) = (d)	**Bs**	**12.702.900.046**	**13.778.960.001**	**22.686.377.807**	**15.005.172.081**	**19.376.659.897**	**10.271.347.342**	**93.821.417.174**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	15,69%	6,21%	61,68%	39,28%	17,20%	20,15%	26,70%
Coeficiente de subactividad 1 - (e)= (f)	**%**	84,31%	93,79%	38,32%	60,72%	82,80%	79,85%	73,30%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	10.709.299.729	12.923.809.056	8.693.660.753	9.111.795.477	16.043.781.521	8.201.523.407	65.683.869.943
Costes fijos imputados por amortización inmovilizado (a)*(e) = (h)	**Bs**	130.939.324	18.400.827	200.888.580	195.563.491	104.438.031	210.215.528	860.445.781
Coste fijo de mano de obra imputado (b) * (e) = (i)	**Bs**	1.710.316.746	815.903.117	13.164.228.954	5.390.526.089	3.172.374.439	1.752.138.999	26.005.488.344
Otros costes fijos imputados (c) * (e) = (j)	**Bs**	152.344.246	20.847.001	627.599.520	307.287.024	56.065.907	107.469.407	1.271.613.106
Costes fijos imputados (h)+(i)+(j) = (k)	**Bs**	**1.993.600.317**	**855.150.945**	**13.992.717.054**	**5.893.376.604**	**3.332.878.377**	**2.069.823.935**	**28.137.547.231**

Tabla 6.7 Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (3 de 3). Continuación……..

Descripción	Unid	Sucre	Anzoátegui	Bolívar	Monagas	Total	Promedio nacional
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	228.925.633	592.192.553	553.958.524	1.574.596.644	2.949.673.354	7.563.980.883
Costes fijos del personal (b)	**Bs**	7.289.762.094	8.662.639.301	7.854.046.220	6.216.100.353	30.022.547.967	141.382.464.074
Otros costes fijos (c)	**Bs**	167.723.139	694.957.262	339.297.947	460.219.586	1.662.197.933	8.786.181.750
Costes fijos totales (a) + (b) + (c) = (d)	**Bs**	**7.686.410.866**	**9.949.789.116**	**8.747.302.690**	**8.250.916.583**	**34.634.419.254**	**157.732.626.706**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	26,43%	81,07%	58,54%	41,08%	51,78%	37,28%
Coeficiente de subactividad 1-(e)= (f)	**%**	73,57%	18,93%	41,46%	58,92%	48,22%	62,72%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	5.654.836.898	1.883.868.109	3.626.540.715	4.861.644.713	16.026.890.434	159.358.749.468
Costes fijos imputados por amortización inmovilizado (a)*(e) = (h)	**Bs**	60.506.700	480.068.301	324.293.081	646.805.244	1.511.673.326	4.907.890.797
Coste fijo de mano de obra imputado (b) *(e) = (i)	**Bs**	1.926.736.829	7.022.476.909	4.597.840.347	2.553.419.836	16.100.473.921	107.993.177.085
Otros costes fijos imputados (c) * (e) = (j)	**Bs**	44.330.438	563.375.797	198.628.547	189.046.790	995.381.573	8.571.016.807
Costes fijos imputados (h)+(i)+(j) = (k)	**Bs**	**2.031.573.968**	**8.065.921.007**	**5.120.761.976**	**3.389.271.870**	**18.607.528.820**	**121.472.084.690**

Fuente: Diseño propio a partir de: Datos estadísticos de CADAFE 2006.

Como consecuencia de los coeficientes de actividad antes calculados, observamos centrales de transmisión cuyo nivel de aprovechamiento del sistema es menor al veinte por ciento.[67]

e) Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros recursos fijos por KWh transmitido.

Para finalizar este aparte, debemos calcular el coste normalizado con relación a la energía transmitida en KWh.

En la tabla siguiente, hacemos mención a lo indicado. En ella, reflejamos la totalidad de coordinaciones o centrales de transmisión, para luego, partiendo de la energía transmitida por cada una de éstas, mostrar el coste normal por KWh transmitido.

[67] Los promedios de subactividad hasta un 20% en el sistema de transmisión lo podemos considerar aceptable, siempre y cuando se fundamente en un estudio planificado del incremento en la demanda poblacional que a su vez viene acompañada de un incremento en la generación de la energía.

Tabla 6.8

Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros recursos fijos por KWh transmitido

		Amortización Inmovilizado		Mano de obra		Otros recursos fijos		Coste Total	
Coordinación de Transmisión	**Energía Transmitida**	**Coste normal total**	**Coste KWh normal**	**Coste normal total**	**Coste KWh normal**	**Coste normal total**	**Coste KWh normal**	**Coste normal total**	**Coste KWh normal**
Táchira	1.611.120.000	247.105.501	0,153	5.320.067.627	3,302	667.801.597	0,414	6.234.974.725	3,870
Mérida	1.233.820.000	60.236.467	0,049	2.223.297.408	1,802	306.890.542	0,249	2.590.424.417	2,100
Barinas - Apure - Portuguesa	3.080.940.000	504.675.608	0,164	9.348.795.720	3,034	1.223.961.762	0,397	11.077.433.090	3,595
Trujillo	1.570.690.000	80.814.502	0,051	3.526.876.881	2,245	385.764.130	0,246	3.993.455.513	2,542
Falcón	1.980.480.000	130.939.324	0,066	1.710.316.746	0,864	152.344.246	0,077	1.993.600.317	1,007
Yaracuy	783.180.000	18.400.827	0,023	815.903.117	1,042	20.847.001	0,027	855.150.945	1,092
Carabobo	7.783.450.000	200.888.580	0,026	13.164.228.954	1,691	627.599.520	0,081	13.992.717.054	1,798
Sucre	1.878.670.000	60.506.700	0,032	1.926.736.829	1,026	44.330.438	0,024	2.031.573.968	1,081
Anzoátegui	5.762.110.000	480.068.301	0,083	7.022.476.909	1,219	563.375.797	0,098	8.065.921.007	1,400
Bolívar	4.161.040.000	324.293.081	0,078	4.597.840.347	1,105	198.628.547	0,048	5.120.761.976	1,231
Aragua	4.956.310.000	195.563.491	0,039	5.390.526.089	1,088	307.287.024	0,062	5.893.376.604	1,189
Guárico	2.170.580.000	104.438.031	0,048	3.172.374.439	1,462	56.065.907	0,026	3.332.878.377	1,535
Miranda	2.542.970.000	210.215.528	0,083	1.752.138.999	0,689	107.469.407	0,042	2.069.823.935	0,814
Monagas	2.919.750.000	646.805.244	0,222	2.553.419.836	0,875	189.046.790	0,065	3.389.271.870	1,161
Total KWh	**42.435.110.000**	**3.264.951.185**	**0,077**	**62.524.999.901**	**1,473**	**4.851.412.710**	**0,114**	**70.641.363.796**	**1,665**

Fuente: Diseño propios a partir de datos suministrados por la empresa CADAFE (2006).

En la tabla precedente, observamos que los mayores costes se dan en las coordinaciones de Táchira, Mérida, Barinas y Trujillo, siendo la partida más elevada la de costes de personal.

Como hemos dicho en los párrafos precedentes, no existe una relación directa entre la energía transmitida y la cantidad de operarios por central de transmisión. La asignación de personal depende de otros factores como la topografía del terreno, los kilómetros de línea a atender y la cantidad de subestaciones de transformación o de maniobra (sólo transmisoras). Así, por ejemplo, puede darse el caso de que una central que transmita menos cantidad de KWh con respecto a otra central disponga de la misma cantidad de empleados.

Por supuesto, esto tiene un nivel de influencia importante en las partidas de viáticos y horas extraordinarias canceladas a los empleados que, a su vez, incrementan otras partidas adicionales como las provisiones por antigüedad y vacaciones.

Tomando como referencia lo descrito en el párrafo precedente, en cuanto a la partida de "otros costes fijos" se refiere, tampoco existe una relación directa entre su importe y la cantidad de energía transmitida. Así, también pudiera ocurrir que una central con menos cantidad de KWh transmitidos, impute una cantidad igual o mayor que otra en concepto de costes por edificios, vehículos e inclusive gastos de oficina y administración.

No obstante, es necesario evaluar si tales gastos se deben a las situaciones planteadas u otras adicionales que, en todo caso, contribuyan en mejorar la administración de los costes.

VI.2.3.2.2 Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh transmitido

En la tabla siguiente, hacemos referencia a otros insumos necesarios dentro del proceso de transmisión de la energía.

Tabla 6.9 (1 de 2)
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh transmitido

Descripción	Táchira	Mérida	Barinas	Trujillo	Falcón	Yaracuy	Carabobo
Existencia inicial del período							
236 Compras de materiales eléctricos	216.410.535	110.640.819	89.370.596	216.322.090	65.000.000	341.586.588	474.895.767
224 Combustibles para plantas					852.508.220		
231 Combustibles varios	2.979.721	3.661.402	3.460.202	2.181.036		638.445	4.565.952
232 Lubricantes varios	4.196.187	1.712.094	4.046.405	958.779		140.363	56.660
234 Productos químicos	5.334.217	5.708.237	6.964.030	6.188.779	34.624.582	1.631.458	1.865.982
235 Hidrógeno				6.562.176	647.133.420	373.298	
254 Materiales de laboratorio				2.088.691			
Subtotal	**228.920.660**	**121.722.552**	**103.841.233**	**234.301.550**	**1.599.266.222**	**344.370.152**	**481.384.361**
(338-351) Más: Transporte y fletes	13.172.080	41.012	10.117.105	5.076.363	8.835.280	25.134.200	99.079.800
Existencia disponible	242.092.740	121.763.564	113.958.338	239.377.913	1.608.101.502	369.504.352	580.464.161
Menos: Consumo	242.092.740	121.763.564	113.958.338	239.377.913	1.608.101.502	369.504.352	580.464.161
Existencia Final	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Energía transmitida KWh	1.611.120.000	1.233.820.000	3.080.940.000	1.570.690.000	1.980.480.000	783.180.000	7.783.450.000
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh transmitido	0,150	0,099	0,037	0,152	0,812	0,472	0,075

Tabla 6.9 (2 de 2): Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh transmitido. Continuación…….

Descripción	Aragua	Guárico	Miranda	Sucre	Anzoátegui	Bolívar	Monagas
Existencia inicial del período							
236 Compras de materiales eléctricos	1.670.867.483	1.146.995.897	764.331.680	432.069.987	493.353.313	723.314.817	47.277.314
231 Combustibles varios	320.100	11.895.151	641.175	71.600			
232 Lubricantes varios	944.526	1.478.210	3.549.893	214.737			
233 Repuestos y accesorios							2.388.000
234 Productos químicos	22.678.000	27.915.199	16.920.000	4.182.699	37.218.096	5.537.737	
235 Hidrógeno	14.250.000						
237 Materiales de distribución						12.448.800	56.555.454
238 Materiales de alumbrado público			102.446.653				
Subtotal	**1.709.060.109**	**1.188.284.457**	**887.889.400**	**436.539.022**	**530.571.409**	**741.301.353**	**106.220.769**
(338-351) Más: Transporte y fletes	6.400.000	92.950.270	36.399.805	43.624	3.308.376	19.300.000	363.529.942
Existencia disponible	1.715.460.109	1.281.234.727	924.289.205	436.582.646	533.879.786	760.601.353	469.750.710
Menos: Consumo	1.715.460.109	1.281.234.727	924.289.205	436.582.646	533.879.786	760.601.353	469.750.710
Existencia Final	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Energía transmitida KWh	4.956.310.000	2.170.580.000	2.542.970.000	1.878.670.000	5.762.110.000	4.161.040.000	2.919.750.000
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh transmitido	0,346	0,590	0,363	0,232	0,093	0,183	0,161

Fuente: Diseño propio a partir de: Datos estadísticos de CADAFE 2006.

En lo que respecta a los costes de materiales y suministros en las centrales de transmisión, éstos vienen dados por los repuestos necesarios en la ejecución de maniobras de electrificación.

Las centrales de transmisión, en líneas generales, no cuentan con un almacén de materiales y suministros que permita controlar un inventario o stock, debido a que estos materiales son de uso exclusivo para maniobras de electrificación y catalogados como gastos dentro de la central.

Los materiales, repuestos y suministros son solicitados a través de un almacén general que custodia los materiales necesarios para las diferentes actividades del sector. Así pues, los costes que reflejan los estados financieros por central se refieren a productos consumidos o usados en las labores de mantenimiento. De aquí que las precitadas tablas no mencionan la existencia inicial o final de materiales o suministros.

VI.2.3.2.3 Otros costes variables de mantenimiento

En atención a otros costes variables que se reflejan dentro de las centrales de transmisión, en la tabla siguiente hacemos mención a los mismos, los cuales, en líneas generales, se deben a gastos externos cancelados por mantenimiento y reparación en equipos.

Tabla 6.10 (1 de 2)
Otros costes variables de mantenimiento

Descripción	Táchira	Mérida	Barinas	Trujillo	Falcón	Yaracuy	Carabobo
332 Mantenimiento de equipos y bienes muebles	8.795.558	1.376.702	11.236.191	16.995.942		10.159.400	62.048.935
382 Reparaciones de equipos	19.953.529	5.741.800	3.849.262	9.561.952	30.947.847	5.522.132	66.657.656
TOTAL	**28.749.087**	**7.118.502**	**15.085.453**	**26.557.894**	**30.947.847**	**15.681.532**	**128.706.591**
Energía transmitida en KWh	1.611.120.000	1.233.820.000	3.080.940.000	1.570.690.000	1.980.480.000	783.180.000	7.783.450.000
Coste de otros por KWh transmitido	0,018	0,006	0,005	0,017	0,016	0,020	0,017

Tabla 6.10: Otros costes variables de mantenimiento (2 de 2). Continuación……

Descripción	Aragua	Guárico	Miranda	Sucre	Anzoátegui	Bolívar	Monagas
332 Mantenimiento de equipos y bienes muebles	24.534.450	16.724.630	8.026.720			1.030.000	
382 Reparaciones de equipos	34.569.000	29.853.621	14.465.000	463.246		12.463.800	
TOTAL	**59.103.450**	**46.578.251**	**22.491.720**	**463.246**	**0**	**13.493.800**	**0**
Energía transmitida en KWh	4.956.310.000	2.170.580.000	2.542.970.000	1.878.670.000	5.762.110.000	4.161.040.000	2.919.750.000
Coste de otros por KWh transmitido	0,0119	0,0215	0,0088	0,0002	0,0000	0,0032	0,0000

Fuente: Diseño propio a partir de: Datos estadísticos de CADAFE 2006.

La tabla 6.10 muestra los costes referidos al mantenimiento y reparación de equipos, además de otros gastos administrativos necesarios para el desenvolvimiento de las operaciones.

VI.2.3.2.4 Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh transmitido

Finalmente, para concluir este apartado, en la página siguiente mostramos el cálculo del coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh transmitido, para cada una de las centrales de transmisión.

No obstante, es de aclarar que tan sólo mostraremos el coste promedio nacional como referencia, dado que inicialmente nos interesa el coste por Estado o localidad geográfica y para ello, el coste unitario por central es suficiente para determinarlo.

Tabla 6.11
Costes normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh transmitido (1 de 4)

		Sistema Occidental							
Descripción	**Unidad**	**Táchira**		**Mérida**		**Barinas - Apure - Portuguesa**		**Trujillo**	
Costes fijos imputados por amortización del inmovilizado	Bs	247.105.501	3,80%	60.236.467	2,22%	504.675.608	4,50%	80.814.502	1,90%
Coste fijo de mano de obra imputado	Bs	5.320.067.627	81,77%	2.223.297.408	81,76%	9.348.795.720	83,42%	3.526.876.881	82,80%
Otros recursos fijos imputados	Bs	667.801.597	10,26%	306.890.542	11,29%	1.223.961.762	10,92%	385.764.130	9,06%
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento	Bs	242.092.740	3,72%	121.763.564	4,48%	113.958.338	1,02%	239.377.913	5,62%
Otros costes variables de mantenimiento	Bs	28.749.087	0,44%	7.118.502	0,26%	15.085.453	0,13%	26.557.894	0,62%
Coste normal	Bs	6.505.816.551	100,00%	2.719.306.482	100,00%	11.206.476.882	100,00%	4.259.391.320	100,00%
Pérdida por subactividad	Bs	3.124.893.214		2.481.274.656		-2.381.447.576		2.155.782.240	
Coste completo de transmisión	Bs	9.630.709.765		5.200.581.138		8.825.029.306		6.415.173.560	
Actividad real de transmisión	KWh	1.611.120.000		1.233.820.000		3.080.940.000		1.570.690.000	
Coste normal por KWh transmitido	Bs/KWh	4,038		2,204		3,637		2,712	
Coste de subactividad por KWh	Bs/KWh	1,940		2,011		-0,773		1,373	
Coste completo por KWh transmitido	Bs/KWh	5,978		4,215		2,864		4,084	
Pérdida por subactividad	%	48,032		91,247		-21,251		50,612	

Tabla 6.11: Costes normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh transmitido (2 de 4).Continuación…….

		Sistema central							
Descripción	**Unidad**	**Falcón**		**Yaracuy**		**Carabobo**		**Aragua**	
Costes fijos imputados por amortización del inmovilizado	Bs	130.939.324	3,60%	18.400.827	1,48%	200.888.580	1,37%	195.563.491	2,55%
Coste fijo de mano de obra imputado	Bs	1.710.316.746	47,08%	815.903.117	65,78%	13.164.228.954	89,54%	5.390.526.089	70,30%
Otros recursos fijos imputados	Bs	152.344.246	4,19%	20.847.001	1,68%	627.599.520	4,27%	307.287.024	4,01%
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento	Bs	1.608.101.502	44,27%	369.504.352	29,79%	580.464.161	3,95%	1.715.460.109	22,37%
Otros costes variables de mantenimiento	Bs	30.947.847	0,85%	15.681.532	1,26%	128.706.591	0,88%	59.103.450	0,77%
Coste normal	Bs	3.632.649.665	100,00%	1.240.336.828	100,00%	14.701.887.806	100,00%	7.667.940.162	100,00%
Pérdida por subactividad	Bs	10.709.299.729		12.923.809.056		8.693.660.753		9.111.795.477	
Coste completo de transmisión	Bs	14.341.949.395		14.164.145.884		23.395.548.559		16.779.735.640	
Actividad real de transmisión	KWh	1.980.480.000		783.180.000		7.783.450.000		4.956.310.000	
Coste normal por KWh transmitido	Bs/KWh	1,834		1,584		1,889		1,547	
Coste de subactividad por KWh	Bs/KWh	5,407		16,502		1,117		1,838	
Coste completo por KWh transmitido	Bs/KWh	7,242		18,085		3,006		3,386	
Pérdida por subactividad	%	294,807		1.041,960		59,133		118,830	

Tabla 6.11: Costes normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh transmitido (3 de 4). Continuación…….

		Sistema central				Sistema oriental			
Descripción	**Unidad**	**Guárico**		**Miranda**		**Sucre**		**Anzoátegui**	
Costes fijos imputados por amortización del inmovilizado	Bs	104.438.031	2,24%	210.215.528	6,97%	60.506.700	2,45%	480.068.301	5,58%
Coste fijo de mano de obra imputado	Bs	3.172.374.439	68,07%	1.752.138.999	58,08%	1.926.736.829	78,05%	7.022.476.909	81,66%
Otros recursos fijos imputados	Bs	56.065.907	1,20%	107.469.407	3,56%	44.330.438	1,80%	563.375.797	6,55%
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento	Bs	1.281.234.727	27,49%	924.289.205	30,64%	436.582.646	17,69%	533.879.786	6,21%
Otros costes variables de mantenimiento	Bs	46.578.251	1,00%	22.491.720	0,75%	463.246	0,02%	0	0,00%
Coste normal	Bs	4.660.691.355	100,00%	3.016.604.860	100,00%	2.468.619.859	100,00%	8.599.800.792	100,00%
Pérdida por subactividad	Bs	16.043.781.521		8.201.523.407		5.654.836.898		1.883.868.109	
Coste completo de transmisión	Bs	20.704.472.875		11.218.128.267		8.123.456.757		10.483.668.901	
Actividad real de transmisión	KWh	2.170.580.000		2.542.970.000		1.878.670.000		5.762.110.000	
Coste normal por KWh transmitido	Bs/KWh	2,147		1,186		1,314		1,492	
Coste de subactividad por KWh	Bs/KWh	7,391		3,225		3,010		0,327	
Coste completo por KWh transmitido	Bs/KWh	9,539		4,411		4,324		1,819	
Pérdida por subactividad	%	344,236		271,879		229,069		21,906	

Tabla 6.11: Costes normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh transmitido (4 de 4). Continuación…….

		Sistema oriental					
Descripción	**Unidad**	**Bolívar**		**Monagas**		**Coste Nacional**	
		31328-0000		**81002-0000**			
Costes fijos imputados por amortización del inmovilizado	Bs	324.293.081	5,50%	646.805.244	16,76%	**3.264.951.185**	**4,06%**
Coste fijo de mano de obra imputado	Bs	4.597.840.347	78,00%	2.553.419.836	66,17%	**62.524.999.901**	**77,74%**
Otros recursos fijos imputados	Bs	198.628.547	3,37%	189.046.790	4,90%	**4.851.412.710**	**6,03%**
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento	Bs	760.601.353	12,90%	469.750.710	12,17%	**9.397.061.104**	**11,68%**
Otros costes variables de mantenimiento	Bs	13.493.800	0,23%	0	0,00%	**394.977.373**	**0,49%**
Coste normal	Bs	5.894.857.129	100,00%	3.859.022.580	100,00%	**80.433.402.273**	**100,00%**
Pérdida por subactividad	Bs	3.626.540.715		4.861.644.713		**87.091.262.910**	
Coste completo de transmisión	Bs	9.521.397.844		8.720.667.293		**167.524.665.183**	
Actividad real de transmisión	KWh	4.161.040.000		2.919.750.000		**42.435.110.000**	
Coste normal por KWh transmitido	Bs/KWh	1,417		1,322		**1,895**	
Coste de subactividad por KWh	Bs/KWh	0,872		1,665		**2,052**	
Coste completo por KWh transmitido	Bs/KWh	2,288		2,987		**3,948**	
Pérdida por subactividad	%	61,520		125,981		**108,277**	

Fuente: Diseño propio a partir de: Datos estadísticos de CADAFE.2006.

Comenzamos por decir que el coste completo promedio nacional en transmisión de energía se sitúa en 3,948 Bs/KWh, mientras que el coste normalizado asciende a 1,90 Bs/KWh. Es decir, la subactividad incrementa los costes unitarios en un 108%.

Con respecto al coste así determinado, observamos que de las 14 centrales de transmisión, 8 de éstas reflejan costes que superan el promedio nacional. Los menores costes los reflejan las coordinaciones de transmisión Anzoátegui y Bolívar.

Si hacemos una breve comparación entre el coste normalizado del KWh y el coste real de éste, observamos diferencias acusadas en las coordinaciones de Yaracuy, Guárico, Falcón, Miranda, Sucre y Aragua.

Esta discrepancia se fundamenta principalmente en la transmisión deficitaria de la energía ocasionada por interrupciones del servicio eléctrico, generando un coeficiente o factor de uso del sistema no acorde con la imputación de inversiones y gastos.

A estos factores debemos agregar diferencias importantes en gastos efectuados por reparación y mantenimiento en edificaciones y equipos.

VI.2.3.2.5 Principales hallazgos

- Por término medio, la subactividad incrementa los costes unitarios en un 108,27%.
- Algunas centrales reflejan niveles de aprovechamiento inferiores al 20%, como es el caso de Guárico, Falcón y Yaracuy, generando diferencias bastantes acusadas entre el coste normal y completo.
- Este nivel de infrautilización puede deberse a una falta de energía generada, lo que produce un nivel de transmisión de energía deficitario y, por ende, un factor de uso del sistema no acorde con la imputación de inversiones y gastos.
- La empresa CADAFE debe evaluar el estado actual del sistema en aquellas centrales donde no se han materializado inversiones, debido a que la antigüedad de éstas podría ocasionar fallas importantes en la transmisión de energía y costes adicionales por mano de obra y repuestos, entre otros.

- Por otra parte, la situación en las centrales es muy dispar. Aun en condiciones eficientes de funcionamiento en cada central, los costes normales unitarios difieren bastante.
- Por ejemplo, existen diferencias acusadas por central de transmisión en cuanto al monto del inmovilizado se refiere. En algunas de éstas supone el 1,37% de los costes totales, mientras que en otras alcanza el 16,76%.
- Es posible que la diferencia encontrada se deba a inversiones realizadas en tiempos o fechas diferentes y con marcada antigüedad. En este caso, producto del factor inflacionario que existe en el país, el montante erogado por la inversión capitalizada y cuota fija de depreciación cambia en función del monto invertido.
- No obstante, corresponde a la empresa CADAFE averiguar las diferencias encontradas y asumir las mejores prácticas de implantación.
- Por otra parte, no existe una clara relación entre la energía generada, la cantidad de operarios y los costes de personal por central de transmisión. En el caso específico de la coordinación de transmisión Yaracuy, se aprecia una sobreestimación de la capacidad instalada y número de operarios, con relación a la energía transmitida.
- Estas diferencias podrían deberse a que la cantidad de operarios, más que respecto a la energía transmitida, se asigna en función de la cantidad de Kms de línea y número de subestaciones. En función de esto, es posible encontrar diferencias en el coste de personal cuando hablamos de centrales con mayor proporción de atención rural que urbana.
- No obstante, la empresa CADAFE podría evaluar la posibilidad de crear jefaturas de líneas, dependientes de las centrales de transmisión, que se encarguen de las anomalías presentadas en los sitios retirados de la central, permitiéndose mejorar la calidad del servicio y disminuir los costes por pluses cancelados al personal.

CAPITULO VII
CÁLCULO DE COSTES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA EN EL SECTOR ELÉCTRICO VENEZOLANO: MÉTODO PROPUESTO Y APLICACIÓN PRÁCTICA

VII.1 Introducción

Como ya hemos dicho en los capítulos precedentes, la literatura existente sobre cálculo de costes en el sector eléctrico está mayoritariamente enfocada hacia la determinación de los costes del sector por parte del Estado, con fines de establecer las tarifas eléctricas correspondientes. En cambio, existe muy poco escrito sobre el cálculo de costes en las empresas eléctricas con fines de gestión interna.

Puesto que nuestro propósito en este trabajo es abordar el cálculo de costes en las empresas eléctricas desde esta última perspectiva, prescindiremos de la revisión pormenorizada de la literatura existente sobre el cálculo de costes para fijación de tarifas eléctricas por parte del Estado y nos ceñiremos exclusivamente a los estudios que abordan el cálculo de costes con fines de gestión interna.

En este capítulo, abordaremos el cálculo de costes en la fase de distribución de energía. Sugeriremos formas de superar las carencias detectadas y mostraremos aplicaciones prácticas de nuestras propuestas.

Las citadas aplicaciones prácticas serán llevadas a cabo en la empresa CADAFE, cuyas características principales y razones de su elección se expusieron con el estudio de la fase de generación de energía.

VII.2 Coste de distribución de energía

VII.2.1. Finalidad perseguida

El cálculo de costes correspondiente a la actividad de distribución de energía eléctrica puede perseguir una doble finalidad:

1. Por una parte, puede estar enfocado a evaluar el grado de eficiencia de cada uno de los distritos técnicos de distribución de energía de que dispone la empresa. Lo anterior implica calcular un coste por KWh distribuido por distrito técnico, distinguiendo de forma separada las pérdidas generadas por subactividad, que en este sector constituyen un elemento muy importante a tener en cuenta. Adicionalmente, como los distritos técnicos se agrupan en Estados, al frente de cada uno de los cuales existe un responsable, se calculará también un coste por Estado.
2. Por otra parte, el cálculo puede ceñirse a obtener el coste correspondiente a este eslabón de la cadena de valor, en aras de configurar finalmente el coste de cada Kilovatio de energía comercializado. Para ello, calcularemos un coste promedio global para el conjunto de la empresa.

En el primero de los casos, disponer de la información señalada en los términos descritos permitiría a las empresas eléctricas:

1. Conocer, dentro de los distritos técnicos el grado de eficiencia de cada uno de ellos. Esto permitiría identificar las mejores prácticas para, a partir de ahí, realizar una transferencia de conocimiento que mejore la situación planteada.

   Por ejemplo, debe tenerse en cuenta que dentro de los distritos técnicos de una misma clase caben diferentes variantes. Así, en el caso de distritos técnicos ubicados en sitios foráneos o rurales, es posible utilizar mayor cantidad de recursos para suministrar energía a un usuario de servicio (Kms de línea, postes, transformadores, entre otros), lo cual, obviamente, provocará diferencias en los costes soportados.

   Sin embargo, es posible que distritos técnicos ubicados en un mismo sector muestren costes diferentes, debido, por ejemplo, a la inyección de costes adicionales ante el deterioro de transformadores y líneas de distribución. En cualquier caso, la citada diferencia en costes indicaría la presencia de algún tipo de distorsión que sería preciso estudiar.

2. Analizar la capacidad de respuesta de los distritos técnicos ante el tiempo de interrupción del servicio. Ello permitirá orientar las decisiones futuras de inversión en materia de distribución.

3. Por otra parte, la puesta de manifiesto de los importes correspondientes a pérdidas de subactividad motivadas por averías contribuirá a concienciar a los responsables de planta sobre la necesidad de planificar adecuadamente las labores de mantenimiento de las mismas.

VII.2.2. Identificación de los recursos utilizados en Distribución.

a) **Inmovilizado:** Comprende las subestaciones de distribución (transformador reductor o amplificador), subestaciones de maniobra (sólo reciben y transmiten), además de postes y líneas de distribución, entre otros.
b) **Personal:** Nos referimos al personal operario encargado tanto de labores de control de la energía recibida y distribuida, como del mantenimiento preventivo y correctivo en subestaciones y líneas de distribución de energía. Adicionalmente, cada distrito técnico tiene una pequeña dotación de personal administrativo.
c) **Otros costes fijos:** Conformado por los costes de edificios, vehículos y costes de administración, principalmente.
d) **Suministros para operaciones de mantenimiento:** Comprende el aceite, lubricantes y otros elementos necesarios para la distribución de energía.
e) **Otros costes variables de mantenimiento:** Se refiere a los importes satisfechos a personal externo en concepto de mantenimiento y reparación de equipos.

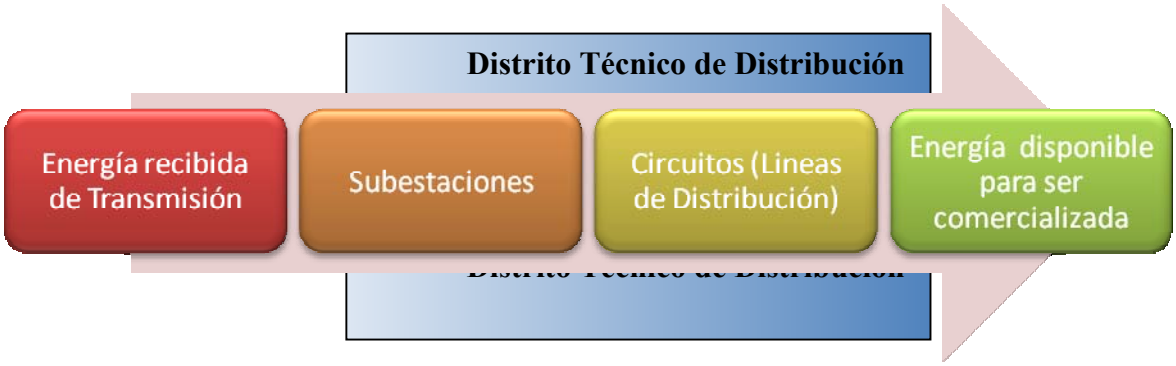
Para hacernos una idea de la importancia relativa de cada uno de estos epígrafes sobre los costes totales en un distrito técnico de distribución, cabe decir que, en el caso de la empresa CADAFE, los costes se promedian en el siguiente orden: inmovilizado (4%), gastos de personal (62%), otros costes fijos (4%), suministro para operaciones de mantenimiento (33%) y otros costes variables de mantenimiento (1%).

En este orden, deducimos la importancia que puede tener el estudio de la llamada "subactividad" en el coste del servicio de distribución de la energía.

Para ubicarnos fácilmente en el aparte de los costes que queremos determinar, en la figura siguiente presentamos el compuesto de recursos necesarios en el proceso de distribución de energía.

Figura 7.1

Distribución de energía



Fuente: Diseño Propio

En la figura precedente, observamos los componentes medulares en la distribución de energía. Es de resaltar que, aunque la denominación de sus componentes es similar a la reflejada en el proceso de transmisión, su diferencia radica en los niveles de potencia transmitidos (generalmente, oscilan en 34,5, 13,8 y 115 KV).

VII.2.3 Propuestas existentes en la literatura para el cálculo de costes de distribución: análisis crítico y sugerencias de mejora

VII.2.3.1. Propuestas para el cálculo de costes con fines de evaluación del grado de eficiencia de los diferentes centros de distribución

En principio, debemos decir que la literatura disponible para el cálculo de costes con fines de evaluación del grado de eficiencia y el estudio de la llamada "subactividad" de los diferentes centros de distribución de energía es poco abundante. Sin embargo,

sobre el particular hace mención la propuesta de AECA (2001), aunque no de forma específica, en el epígrafe denominado “operación y mantenimiento”. Por consiguiente, no nos queda otra alternativa que realizar nuestra propia propuesta con el apoyo de la literatura general.

Atendiendo a los insumos que hemos señalado en el caso de la distribución de energía, el cálculo del coste por KWh de energía distribuido implica detallar los siguientes elementos:

1. Coste normalizado de la amortización del inmovilizado, personal operativo y otros costes fijos por KWh distribuido.
    a. Costes fijos reales de amortización del inmovilizado
    b. Costes fijos reales de personal
    c. Otros costes fijos reales
    d. Capacidad normal de distribución de energía
    e. Coeficiente de actividad de distribución de energía
    f. Pérdida por subactividad y costes fijos imputados
    g. Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros costes fijos por KWh distribuido
2. Coste de materiales y suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido
3. Otros costes variables por KWh distribuido
4. Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh distribuido.

Este nivel de detalle, en principio, permitirá solventar las siguientes anomalías:

- Sustitución de líneas de distribución y transformadores en aquellos circuitos donde constantemente se requieren costes importantes en labores de mantenimiento.
- Cambio de aquellas líneas de distribución donde se focalice mayor cantidad de pérdidas técnicas y tiempo de interrupción (TTI).
- Construcción, ampliación o mejora en aquellas subestaciones en las que se determinen promedios importantes de energía reprimida.

De manera similar a lo planteado en los casos anteriores, queremos dejar de manifiesto la incidencia que tiene en el resultado de la empresa el uso ineficiente de sus recursos. Para ello, se distingue el coste normal por KWh distribuido de las pérdidas por subactividad que provoca el no aprovechamiento del máximo potencial que permiten desplegar los recursos estructurales disponibles.

VII.2.3.2 Aplicación práctica a la empresa CADAFE

De acuerdo con lo descrito en los puntos anteriores, a continuación se refleja una aplicación práctica del coste unitario por KWh de la energía distribuida en el caso de CADAFE.

VII.2.3.2.1 Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros recursos fijos por KWh distribuido

a) Costes fijos reales de amortización del inmovilizado

En lo que concierne a los costes por amortización del inmovilizado, en la Tabla 7.1, ofrecemos el montante que representa la base de la inversión de cada distrito técnico y los cálculos por depreciación lineal del inmovilizado. Estos últimos han sido obtenidos mediante el uso de tasas estandarizadas de la empresa CADAFE y se han aplicado a cada uno de los equipos que componen el distrito o central de distribución de energía.

Tabla 7.1

Costes fijos reales de amortización del inmovilizado

	Táchira											
Descripción	**Distrito San Cristóbal**			**Distrito San Antonio**			**Distrito La Fría**			**Distrito La Pedrera**		
	Base	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**
Estudios y proyectos	56.404.308	20	11.281.087	13.577.893	20	2.715.633	29.183.648	20	5.836.846	14.988.025	20	2.997.665
Vías y accesos	789.518.200	2	15.793.522	190.056.298	2	3.801.886	408.497.542	2	8.171.585	209.794.586	2	4.196.731
Edificios y construcciones	789.518.200	2	15.793.522	190.056.298	2	3.801.886	408.497.542	2	8.171.585	209.794.586	2	4.196.731
Obras electromecánicas S/E	564.110.770	4	22.562.174	135.795.229	4	5.431.266	291.871.502	4	11.673.693	149.898.236	4	5.995.330
Obras electromecánicas líneas	507.699.693	4	20.305.957	122.215.706	4	4.888.139	262.684.352	4	10.506.323	134.908.413	4	5.395.797
Torres y accesorios, acero y concreto	526.450.735	3	15.793.522	126.729.540	3	3.801.886	272.386.161	3	8.171.585	139.891.030	3	4.196.731
Postes y accesorios, acero y concreto	526.450.735	3	15.793.522	126.729.540	3	3.801.886	272.386.161	3	8.171.585	139.891.030	3	4.196.731
Postes y accesorios, madera	282.013.079	8	22.562.174	67.887.430	8	5.431.266	145.913.862	8	11.673.693	74.937.876	8	5.995.330
Conductores aéreos y accesorios	541.448.869	3	18.049.740	130.339.957	3	4.345.013	280.146.211	3	9.338.954	143.876.406	3	4.796.264
Conductores subterráneos y accesorios	473.767.760	3	15.793.522	114.047.462	3	3.801.886	245.127.934	3	8.171.585	125.891.856	3	4.196.731
Conductores y canales subterráneos y accesorios	270.724.435	3	9.024.870	65.169.978	3	2.172.506	140.073.105	3	4.669.477	71.938.203	3	2.398.132
Acometidas de servicio	203.043.326	3	6.768.652	54.312.660	3	1.629.380	105.054.829	3	3.502.108	53.953.652	3	1.798.599
Transformadores de líneas	473.767.760	3	15.793.522	114.047.462	3	3.801.886	245.127.934	3	8.171.585	125.891.856	3	4.196.731
Luminarias	203.043.326	3	6.768.652	48.877.484	3	1.629.380	105.054.829	3	3.502.108	53.953.652	3	1.798.599
Unidades de transformadores móviles	338.466.462	4	13.537.305	81.477.138	4	3.258.760	175.122.901	4	7.004.216	89.938.942	4	3.597.198
TOTALES	**6.546.427.659**		**225.621.744**	**1.581.320.075**		**54.312.660**	**3.387.128.513**		**116.736.926**	**1.739.548.350**		**59.953.299**

Tabla 7.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (2 de 16). Continuación…

	Mérida									Barinas		
Descripción	**Distrito Mérida**			**Distrito El Vigía**			**Distrito Tovar**			**Distrito Barinas**		
	Base	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**
Estudios y proyectos	61.560.300	20	12.312.306	19.904.756	20	3.981.031	33.640.040	20	6.728.143	61.277.273	20	12.255.700
Vías y accesos	861.689.096	2	17.237.229	278.616.429	2	5.573.443	470.875.800	2	9.419.400	857.727.433	2	17.157.980
Edificios y construcciones	861.689.096	2	17.237.229	278.616.429	2	5.573.443	470.875.800	2	9.419.400	857.727.433	2	17.157.980
Obras electromecánicas subestaciones	615.676.877	4	24.624.612	199.071.445	4	7.962.062	336.440.769	4	13.456.285	612.846.269	4	24.511.399
Obras electromecánicas líneas	554.109.189	4	22.162.151	179.164.300	4	7.165.855	302.796.692	4	12.110.657	551.561.643	4	22.060.259
Torres y accesorios, acero y concreto	574.574.289	3	17.237.229	185.781.435	3	5.573.443	313.979.984	3	9.419.400	571.932.653	3	17.157.980
Postes y accesorios, acero y concreto	574.574.289	3	17.237.229	185.781.435	3	5.573.443	313.979.984	3	9.419.400	571.932.653	3	17.157.980
Postes y accesorios, madera	307.792.265	8	24.624.612	99.520.793	8	7.962.062	168.195.153	8	13.456.285	306.377.174	8	24.511.399
Conductores aéreos y accesorios	590.943.422	3	19.699.690	191.074.190	3	6.369.649	322.925.006	3	10.765.028	588.226.527	3	19.609.120
Conductores subterráneos y accesorios	517.075.494	3	17.237.229	167.189.916	3	5.573.443	282.559.381	3	9.419.400	514.698.211	3	17.157.980
Conductores y canales subterráneos y accesorios	295.471.711	3	9.849.845	95.537.095	3	3.184.825	161.462.503	3	5.382.514	294.113.264	3	9.804.560
Acometidas de servicio	221.603.783	3	7.387.384	71.652.821	3	2.388.618	121.096.877	3	4.036.886	220.584.948	3	7.353.420
Transformadores de líneas	517.075.494	3	17.237.229	167.189.916	3	5.573.443	282.559.381	3	9.419.400	514.698.211	3	17.157.980
Luminarias	221.603.783	3	7.387.384	71.652.821	3	2.388.618	121.096.877	3	4.036.886	220.584.948	3	7.353.420
Unidades de transformadores móviles	369.406.126	4	14.774.767	119.442.867	4	4.777.237	201.864.462	4	8.073.771	367.707.762	4	14.706.840
TOTALES	**7.144.845.213**		**246.246.124**	**2.310.196.651**		**79.620.615**	**3.904.348.709**		**134.562.850**	**7.111.996.401**		**245.113.994**

Tabla 7.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (3 de 16). Continuación…

	Barinas						Trujillo					
Descripción	**Distrito Socopó**			**Distrito Libertad**			**Distrito Valera**			**Distrito Trujillo**		
	Base	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**
Estudios y proyectos	17.264.087	20	3.452.886	4.339.105	20	867.838	37.352.583	20	7.470.666	2.560.212	20	512.053
Vías y accesos	241.653.719	2	4.834.041	60.736.534	2	1.214.974	522.842.059	2	10.458.933	35.836.524	2	716.874
Edificios y construcciones	241.653.719	2	4.834.041	60.736.534	2	1.214.974	522.842.059	2	10.458.933	35.836.524	2	716.874
Obras electromecánicas S/E	172.661.588	4	6.905.773	43.396.255	4	1.735.677	373.570.662	4	14.941.332	25.605.197	4	1.024.105
Obras electromecánicas líneas	155.395.429	4	6.215.196	39.056.629	4	1.562.109	336.213.596	4	13.447.199	23.044.677	4	921.695
Torres y accesorios, acero y concreto	161.134.700	3	4.834.041	40.499.121	3	1.214.974	348.631.085	3	10.458.933	23.895.794	3	716.874
Postes y accesorios, acero y concreto	161.134.700	3	4.834.041	40.499.121	3	1.214.974	348.631.085	3	10.458.933	23.895.794	3	716.874
Postes y accesorios, madera	86.317.845	8	6.905.773	21.694.873	8	1.735.677	186.757.315	8	14.941.332	12.800.678	8	1.024.105
Conductores aéreos y accesorios	165.725.291	3	5.524.618	41.652.906	3	1.388.541	358.563.288	3	11.953.066	24.576.565	3	819.284
Conductores subterráneos y accesorios	145.009.629	3	4.834.041	36.446.293	3	1.214.974	313.742.877	3	10.458.933	21.504.494	3	716.874
Conductores y canales subterráneos y accesorios	82.862.645	3	2.762.309	20.826.453	3	694.271	179.281.644	3	5.976.533	12.288.282	3	409.642
Acometidas de servicio	62.146.984	3	2.071.732	15.619.840	3	520.703	134.461.233	3	4.482.400	9.216.212	3	307.232
Transformadores de líneas	145.009.629	3	4.834.041	36.446.293	3	1.214.974	313.742.877	3	10.458.933	21.504.494	3	716.874
Luminarias	62.146.984	3	2.071.732	15.619.840	3	520.703	134.461.233	3	4.482.400	9.216.212	3	307.232
Unidades de transformadores móviles	103.596.953	4	4.143.464	26.037.753	4	1.041.406	224.142.397	4	8.964.799	15.363.118	4	614.463
TOTALES	**2.003.713.901**		**69.057.729**	**503.607.551**		**17.356.766**	**4.335.235.992**		**149.413.322**	**297.144.776**		**10.241.055**

Tabla 7.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (4 de 16). Continuación…

	Trujillo									Portuguesa		
Descripción	**Distrito Caja Seca**			**Distrito Sabana de Mendoza**			**Distrito Boconó**			**Distrito Acarigua**		
	Base	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**
Estudios y proyectos	11.376.931	20	2.275.432	20.914.794	20	4.183.042	9.652.135	20	1.930.466	117.484.178	20	23.497.305,45
Vías y accesos	159.248.364	2	3.185.604	292.754.417	2	5.856.259	135.105.567	2	2.702.652	1.644.482.485	2	32.896.227,63
Edificios y construcciones	159.248.364	2	3.185.604	292.754.417	2	5.856.259	135.105.567	2	2.702.652	1.644.482.485	2	32.896.227,63
Obras electromecánicas S/E	113.782.959	4	4.550.863	209.173.037	4	8.366.085	96.532.930	4	3.860.931	1.174.982.771	4	46.994.610,90
Obras electromecánicas líneas	102.404.663	4	4.095.777	188.255.734	4	7.529.476	86.879.637	4	3.474.838	1.057.484.494	4	42.295.149,81
Torres y accesorios, acero y concreto	106.186.809	3	3.185.604	195.208.645	3	5.856.259	90.088.392	3	2.702.652	1.096.540.921	3	32.896.227,63
Postes y accesorios, acero y concreto	106.186.809	3	3.185.604	195.208.645	3	5.856.259	90.088.392	3	2.702.652	1.096.540.921	3	32.896.227,63
Postes y accesorios, madera	56.882.946	8	4.550.863	104.570.831	8	8.366.085	48.259.226	8	3.860.931	587.403.266	8	46.994.610,90
Conductores aéreos y accesorios	109.211.981	3	3.640.691	200.769.974	3	6.692.868	92.654.934	3	3.088.745	1.127.780.439	3	37.595.688,72
Conductores subterráneos y accesorios	95.560.483	3	3.185.604	175.673.727	3	5.856.259	81.073.067	3	2.702.652	986.807.884	3	32.896.227,63
Conductores y canales subterráneos y accesorios	54.605.990	3	1.820.345	100.384.987	3	3.346.434	46.327.467	3	1.544.372	563.890.220	3	18.797.844,36
Acometidas de servicio	40.954.493	3	1.365.259	75.288.740	3	2.509.825	34.745.600	3	1.158.279	422.917.665	3	14.098.383,27
Transformadores de líneas	95.560.483	3	3.185.604	175.673.727	3	5.856.259	81.073.067	3	2.702.652	986.807.884	3	32.896.227,63
Luminarias	40.954.493	3	1.365.259	75.288.740	3	2.509.825	34.745.600	3	1.158.279	422.917.665	3	14.098.383,27
Unidades de transformadores móviles	68.269.776	4	2.730.518	125.503.822	4	5.019.651	57.919.758	4	2.316.559	704.989.662	4	28.196.766,54
TOTALES	**1.320.435.544**		**45.508.632**	**2.427.424.237**		**83.660.848**	**1.120.251.339**		**38.609.311**	**13.635.512.938**		**469.946.109**

Tabla 7.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (5 de 16). Continuación…

	Portuguesa						Falcón					
Descripción	**Distrito Guanare**			**Distrito Turen**			**Distrito Coro**			**Distrito Punto Fijo**		
	Base	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**
Estudios y proyectos	79.714.686	20	15.943.256	3.762.340	20	752.483	109.646.690	20	21.929.777	9.568.303	20	1.913.699
Vías y accesos	1.115.804.761	2	22.320.558	52.663.276	2	1.053.476	1.534.777.405	2	30.701.687	133.932.136	2	2.679.178
Edificios y construcciones	1.115.804.761	2	22.320.558	52.663.276	2	1.053.476	1.534.777.405	2	30.701.687	133.932.136	2	2.679.178
Obras electromecánicas S/E	797.242.526	4	31.886.512	37.627.912	4	1.504.966	1.096.598.489	4	43.859.553	95.694.514	4	3.827.398
Obras electromecánicas líneas	717.518.273	4	28.697.861	33.865.121	4	1.354.469	986.938.640	4	39.473.598	86.125.063	4	3.444.658
Torres y accesorios, acero y concreto	744.018.615	3	22.320.558	35.115.872	3	1.053.476	1.023.389.574	3	30.701.687	89.305.948	3	2.679.178
Postes y accesorios, acero y concreto	744.018.615	3	22.320.558	35.115.872	3	1.053.476	1.023.389.574	3	30.701.687	89.305.948	3	2.679.178
Postes y accesorios, madera	398.561.473	8	31.886.512	18.811.134	8	1.504.966	548.217.004	8	43.859.553	47.840.080	8	3.827.398
Conductores aéreos y accesorios	765.215.072	3	25.509.210	36.116.294	3	1.203.973	1.052.545.072	3	35.087.643	91.850.199	3	3.061.918
Conductores subterráneos y accesorios	669.563.188	3	22.320.558	31.601.757	3	1.053.476	920.976.938	3	30.701.687	80.368.924	3	2.679.178
Conductores y canales subterráneos y accesorios	382.607.536	3	12.754.605	18.058.147	3	601.986	526.272.536	3	17.543.821	45.925.099	3	1.530.959
Acometidas de servicio	286.955.652	3	9.565.954	13.543.610	3	451.490	394.704.402	3	13.157.866	34.443.825	3	1.148.219
Transformadores de líneas	669.563.188	3	22.320.558	31.601.757	3	1.053.476	920.976.938	3	30.701.687	80.368.924	3	2.679.178
Luminarias	286.955.652	3	9.565.954	13.543.610	3	451.490	394.704.402	3	13.157.866	34.443.825	3	1.148.219
Unidades de transformadores móviles	478.345.515	4	19.131.907	22.576.747	4	902.980	657.959.093	4	26.315.732	57.416.709	4	2.296.439
TOTALES	**9.251.889.512**		**318.865.121**	**436.666.724**		**15.049.660**	**12.725.874.163**		**438.595.532**	**1.110.521.635**		**38.273.978**

Tabla 7.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (6 de 16). Continuación…

	Falcón									Cojedes		
Descripción	**Distrito Tucacas**			**Distrito Churuguara**			**Distrito Dabajuro**			**Distrito Yaritagua**		
	Base	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**
Estudios y proyectos	68.354.370	20	13.671.147	5.664.345	20	1.132.892	5.251.937	20	1.050.408	70.016.334	20	14.003.547
Vías y accesos	956.788.964	2	19.139.606	79.286.557	2	1.586.048	73.513.884	2	1.470.572	980.052.274	2	19.604.966
Edificios y construcciones	956.788.964	2	19.139.606	79.286.557	2	1.586.048	73.513.884	2	1.470.572	980.052.274	2	19.604.966
Obras electromecánicas S/E	683.625.735	4	27.342.295	56.650.247	4	2.265.783	52.525.672	4	2.100.817	700.247.371	4	28.007.094
Obras electromecánicas líneas	615.263.161	4	24.608.065	50.985.222	4	2.039.205	47.273.105	4	1.890.735	630.222.633	4	25.206.384
Torres y accesorios, acero y concreto	637.986.881	3	19.139.606	52.868.276	3	1.586.048	49.019.058	3	1.470.572	653.498.856	3	19.604.966
Postes y accesorios, acero y concreto	637.986.881	3	19.139.606	52.868.276	3	1.586.048	49.019.058	3	1.470.572	653.498.856	3	19.604.966
Postes y accesorios, madera	341.761.598	8	27.342.295	28.320.875	8	2.265.783	26.258.897	8	2.100.817	350.071.169	8	28.007.094
Conductores aéreos y accesorios	656.162.585	3	21.873.836	54.374.448	3	1.812.627	50.415.569	3	1.680.653	672.116.483	3	22.405.675
Conductores subterráneos y accesorios	574.142.261	3	19.139.606	47.577.642	3	1.586.048	44.113.623	3	1.470.572	588.101.922	3	19.604.966
Conductores y canales subterráneos y accesorios	328.081.292	3	10.936.918	27.187.224	3	906.313	25.207.785	3	840.327	336.058.241	3	11.202.838
Acometidas de servicio	246.060.969	3	8.202.688	20.390.418	3	679.735	18.905.838	3	630.245	252.043.681	3	8.402.128
Transformadores de líneas	574.142.261	3	19.139.606	47.577.642	3	1.586.048	44.113.623	3	1.470.572	588.101.922	3	19.604.966
Luminarias	246.060.969	3	8.202.688	20.390.418	3	679.735	18.905.838	3	630.245	252.043.681	3	8.402.128
Unidades de transformadores móviles	410.175.441	4	16.405.377	33.990.148	4	1.359.470	31.515.403	4	1.260.490	420.148.422	4	16.804.256
TOTALES	**7.933.382.333**		**273.422.949**	**657.418.296**		**22.657.833**	**609.553.175**		**21.008.168**	**8.126.274.120**		**280.070.938**

Tabla 7.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (7 de 16). Continuación…

	Cojedes					
Descripción	**San Carlos**			**Tinaquillo**		
	Base	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**
Estudios y proyectos	95.639.490	20	19.128.281	15.297.853	20	3.059.632
Vías y accesos	1.338.711.899	2	26.779.593	214.131.401	2	4.283.485
Edificios y construcciones	1.338.711.899	2	26.779.593	214.131.401	2	4.283.485
Obras electromecánicas S/E	956.509.680	4	38.256.561	152.996.891	4	6.119.264
Obras electromecánicas líneas	860.858.712	4	34.430.905	137.697.202	4	5.507.337
Torres y accesorios, acero y concreto	892.653.094	3	26.779.593	142.782.818	3	4.283.485
Postes y accesorios, acero y concreto	892.653.094	3	26.779.593	142.782.818	3	4.283.485
Postes y accesorios, madera	478.183.106	8	38.256.561	76.486.971	8	6.119.264
Conductores aéreos y accesorios	918.084.021	3	30.605.249	146.850.579	3	4.895.411
Conductores subterráneos y accesorios	803.323.519	3	26.779.593	128.494.257	3	4.283.485
Conductores y canales subterráneos y accesorios	459.042.011	3	15.302.624	73.425.290	3	2.447.705
Acometidas de servicio	344.281.508	3	11.476.968	55.068.967	3	1.835.779
Transformadores de líneas	803.323.519	3	26.779.593	128.494.257	3	4.283.485
Luminarias	344.281.508	3	11.476.968	55.068.967	3	1.835.779
Unidades de transformadores móviles	573.905.808	4	22.953.937	91.798.134	4	3.671.558
TOTALES	**11.100.162.868**		**382.565.612**	**1.775.507.806**		**61.192.636**

Tabla 7.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (8 de 16). Continuación…

	Carabobo											
Descripción	**Distrito Valencia Norte**			**Distrito Tocuyito**			**Distrito Valencia III Sur**			**Distrito Guacara**		
	Base	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**
Estudios y proyectos	92.518.443	20	18.504.059	2.975.397	20	595.091	45.169.532	20	9.034.087	33.920.794	20	6.784.294
Vías y accesos	1.295.025.097	2	25.905.682	41.648.066	2	833.128	632.259.644	2	12.647.722	474.805.652	2	9.498.012
Edificios y construcciones	1.295.025.097	2	25.905.682	41.648.066	2	833.128	632.259.644	2	12.647.722	474.805.652	2	9.498.012
Obras electromecánicas S/E	925.295.459	4	37.008.117	29.757.544	4	1.190.183	451.749.529	4	18.068.174	339.248.649	4	13.568.589
Obras electromecánicas líneas	832.765.913	4	33.307.305	26.781.790	4	1.071.164	406.574.576	4	16.261.357	305.323.784	4	12.211.730
Torres y accesorios, acero y concreto	863.522.734	3	25.905.682	27.770.930	3	833.128	421.590.731	3	12.647.722	316.600.409	3	9.498.012
Postes y accesorios, acero y concreto	863.522.734	3	25.905.682	27.770.930	3	833.128	421.590.731	3	12.647.722	316.600.409	3	9.498.012
Postes y accesorios, madera	462.578.336	8	37.008.117	14.876.540	8	1.190.183	225.840.885	8	18.068.174	169.598.882	8	13.568.589
Conductores aéreos y accesorios	888.123.763	3	29.606.494	28.562.101	3	952.146	433.601.492	3	14.454.539	325.620.085	3	10.854.871
Conductores subterráneos y accesorios	777.108.292	3	25.905.682	24.991.838	3	833.128	379.401.305	3	12.647.722	284.917.575	3	9.498.012
Conductores y canales subterráneos y accesorios	444.061.881	3	14.803.247	14.281.050	3	476.073	216.800.746	3	7.227.270	162.810.043	3	5.427.436
Acometidas de servicio	333.046.411	3	11.102.435	10.710.788	3	357.055	162.600.559	3	5.420.452	122.107.532	3	4.070.577
Transformadores de líneas	777.108.292	3	25.905.682	24.991.838	3	833.128	379.401.305	3	12.647.722	284.917.575	3	9.498.012
Luminarias	333.046.411	3	11.102.435	10.710.788	3	357.055	162.600.559	3	5.420.452	122.107.532	3	4.070.577
Unidades de transformadores móviles	555.177.276	4	22.204.870	17.854.526	4	714.110	271.049.718	4	10.840.905	203.549.189	4	8.141.153
TOTALES	**10.737.926.140**		**370.081.172**	**345.332.193**		**11.901.827**	**5.242.490.958**		**180.681.742**	**3.936.933.762**		**135.685.890**

Tabla 7.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (9 de 16). Continuación…

	Aragua											
Descripción	**Distrito Maracay Norte**			**Distrito Camatagua**			**Distrito La Victoria**			**Distrito Cagua**		
	Base	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**
Estudios y proyectos	405.967.004	20	81.195.025	21.639.497	20	4.327.986	38.689.888	20	7.738.132	75.539.865	20	15.108.275
Vías y accesos	5.682.515.222	2	113.673.034	302.898.439	2	6.059.180	541.560.957	2	10.833.385	1.057.367.795	2	21.151.585
Edificios y construcciones	5.682.515.222	2	113.673.034	302.898.439	2	6.059.180	541.560.957	2	10.833.385	1.057.367.795	2	21.151.585
Obras electromecánicas S/E	4.060.157.248	4	162.390.049	216.420.941	4	8.655.972	386.945.315	4	15.476.265	755.489.312	4	30.216.551
Obras electromecánicas líneas	3.654.141.523	4	146.151.044	194.778.847	4	7.790.375	348.250.784	4	13.928.638	679.940.381	4	27.194.895
Torres y accesorios, acero y concreto	3.789.101.150	3	113.673.034	201.972.679	3	6.059.180	361.112.846	3	10.833.385	705.052.845	3	21.151.585
Postes y accesorios, acero y concreto	3.789.101.150	3	113.673.034	201.972.679	3	6.059.180	361.112.846	3	10.833.385	705.052.845	3	21.151.585
Postes y accesorios, madera	2.029.774.127	8	162.390.049	108.194.240	8	8.655.972	193.443.638	8	15.476.265	377.687.997	8	30.216.551
Conductores aéreos y accesorios	3.897.049.419	3	129.912.039	207.726.709	3	6.924.778	371.400.644	3	12.381.012	725.139.201	3	24.173.240
Conductores subterráneos y accesorios	3.409.918.242	3	113.673.034	181.760.870	3	6.059.180	324.975.564	3	10.833.385	634.496.801	3	21.151.585
Conductores y canales subterráneos y accesorios	1.948.524.709	3	64.956.020	103.863.354	3	3.462.389	185.700.322	3	6.190.506	362.569.601	3	12.086.620
Acometidas de servicio	1.461.393.532	3	48.717.015	77.897.516	3	2.596.792	139.275.242	3	4.642.879	271.927.200	3	9.064.965
Transformadores de líneas	3.409.918.242	3	113.673.034	181.760.870	3	6.059.180	324.975.564	3	10.833.385	634.496.801	3	21.151.585
Luminarias	1.461.393.532	3	48.717.015	77.897.516	3	2.596.792	139.275.242	3	4.642.879	271.927.200	3	9.064.965
Unidades de transformadores móviles	2.436.094.349	4	97.434.030	129.852.565	4	5.193.583	232.167.189	4	9.285.759	453.293.587	4	18.129.930
TOTALES	**47.117.564.670**		**1.623.900.493**	**2.511.535.161**		**86.559.720**	**4.490.446.998**		**154.762.648**	**8.767.349.227**		**302.165.505**

Tabla 7.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (10 de 16). Continuación…

	Aragua						Guárico					
Descripción	**Distrito Maracay Sur**			**Distrito Villa de Cura**			**Distrito Valle de la Pascua**			**Distrito Calabozo**		
	Base	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**
Estudios y proyectos	18.871.670	20	3.774.410	33.079.661	20	6.616.065	150.811.849	20	30.162.973	66.504.396	20	13.301.145
Vías y accesos	264.155.837	2	5.284.173	463.031.912	2	9.262.490	2.110.985.918	2	42.228.162	930.893.986	2	18.621.603
Edificios y construcciones	264.155.837	2	5.284.173	463.031.912	2	9.262.490	2.110.985.918	2	42.228.162	930.893.986	2	18.621.603
Obras electromecánicas S/E	188.739.351	4	7.548.819	330.836.311	4	13.232.129	1.508.299.484	4	60.325.946	665.123.773	4	26.602.290
Obras electromecánicas líneas	169.865.416	4	6.793.937	297.752.680	4	11.908.916	1.357.469.536	4	54.293.352	598.611.396	4	23.942.061
Torres y accesorios, acero y concreto	176.139.112	3	5.284.173	308.749.679	3	9.262.490	1.407.605.410	3	42.228.162	620.720.110	3	18.621.603
Postes y accesorios, acero y concreto	176.139.112	3	5.284.173	308.749.679	3	9.262.490	1.407.605.410	3	42.228.162	620.720.110	3	18.621.603
Postes y accesorios, madera	94.355.521	8	7.548.819	165.393.344	8	13.232.129	754.036.625	8	60.325.946	332.512.005	8	26.602.290
Conductores aéreos y accesorios	181.157.165	3	6.039.055	317.545.695	3	10.585.703	1.447.706.891	3	48.260.757	638.403.898	3	21.281.832
Conductores subterráneos y accesorios	158.512.520	3	5.284.173	277.852.483	3	9.262.490	1.266.743.530	3	42.228.162	558.603.411	3	18.621.603
Conductores y canales subterráneos y accesorios	90.578.583	3	3.019.528	158.772.847	3	5.292.852	723.853.446	3	24.130.378	319.201.949	3	10.640.916
Acometidas de servicio	67.933.937	3	2.264.646	119.079.636	3	3.969.639	542.890.084	3	18.097.784	239.401.462	3	7.980.687
Transformadores de líneas	158.512.520	3	5.284.173	277.852.483	3	9.262.490	1.266.743.530	3	42.228.162	558.603.411	3	18.621.603
Luminarias	67.933.937	3	2.264.646	119.079.636	3	3.969.639	542.890.084	3	18.097.784	239.401.462	3	7.980.687
Unidades de transformadores móviles	113.243.611	4	4.529.291	198.501.787	4	7.939.277	904.979.690	4	36.195.568	399.074.264	4	15.961.374
TOTALES	**2.190.294.128**		**75.488.191**	**3.839.309.746**		**132.321.291**	**17.503.607.408**		**603.259.462**	**7.718.669.620**		**266.022.904**

Tabla 7.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (11 de 16). Continuación…

	Guárico						Monagas			Miranda		
Descripción	**Distrito Zaraza**			**Distrito San Juan de los Morros**			**Distrito Altagracia de Orituco**			**Distrito Tuy**		
	Base	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**
Estudios y proyectos	4.567.338	20	913.486	20.142.725	20	4.028.626	13.652.689	20	2.730.592	173.632.709	20	34.727.236
Vías y accesos	63.931.230	2	1.278.880	281.947.402	2	5.640.076	191.103.242	2	3.822.829	2.430.420.454	2	48.618.131
Edificios y construcciones	63.931.230	2	1.278.880	281.947.402	2	5.640.076	191.103.242	2	3.822.829	2.430.420.454	2	48.618.131
Obras electromecánicas S/E	45.678.865	4	1.826.972	201.451.425	4	8.057.251	136.543.270	4	5.461.185	1.736.535.466	4	69.454.473
Obras electromecánicas líneas	41.110.979	4	1.644.275	181.306.282	4	7.251.526	122.888.943	4	4.915.066	1.562.881.920	4	62.509.025
Torres y accesorios, acero y concreto	42.629.344	3	1.278.880	188.002.528	3	5.640.076	127.427.642	3	3.822.829	1.620.604.358	3	48.618.131
Postes y accesorios, acero y concreto	42.629.344	3	1.278.880	188.002.528	3	5.640.076	127.427.642	3	3.822.829	1.620.604.358	3	48.618.131
Postes y accesorios, madera	22.836.007	8	1.826.972	100.710.604	8	8.057.251	68.261.395	8	5.461.185	868.137.499	8	69.454.473
Conductores aéreos y accesorios	43.843.818	3	1.461.578	193.358.560	3	6.445.801	131.057.947	3	4.368.948	1.666.773.998	3	55.563.578
Conductores subterráneos y accesorios	38.363.341	3	1.278.880	169.188.740	3	5.640.076	114.675.703	3	3.822.829	1.458.427.248	3	48.618.131
Conductores y canales subterráneos y accesorios	21.921.909	3	730.789	96.679.280	3	3.222.900	65.528.973	3	2.184.474	833.386.999	3	27.781.789
Acometidas de servicio	16.441.432	3	548.092	72.509.460	3	2.417.175	49.146.730	3	1.638.355	625.040.249	3	20.836.342
Transformadores de líneas	38.363.341	3	1.278.880	169.188.740	3	5.640.076	114.675.703	3	3.822.829	1.458.427.248	3	48.618.131
Luminarias	16.441.432	3	548.092	72.509.460	3	2.417.175	49.146.730	3	1.638.355	625.040.249	3	20.836.342
Unidades de transformadores móviles	27.407.319	4	1.096.183	120.870.855	4	4.834.351	81.925.962	4	3.276.711	1.041.921.280	4	41.672.684
TOTALES	**530.096.930**		**18.269.719**	**2.337.815.988**		**80.572.512**	**1.584.565.813**		**54.611.846**	**20.152.254.491**		**694.544.725**

Tabla 7.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (12 de 16). Continuación…

	Miranda			Apure								
Descripción	**Distrito Barlovento**			**Distrito San Fernando**			**Distrito Guadualito**			**Distrito Achaguas**		
	Base	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**
Estudios y proyectos	124.551.742	20	24.910.847	134.877.328	20	26.976.005	16.538.684	20	3.307.803	6.901.417	20	1.380.311
Vías y accesos	1.743.410.582	2	34.875.185	1.887.942.765	2	37.766.407	231.499.912	2	4.630.924	96.602.454	2	1.932.435
Edificios y construcciones	1.743.410.582	2	34.875.185	1.887.942.765	2	37.766.407	231.499.912	2	4.630.924	96.602.454	2	1.932.435
Obras electromecánicas S/E	1.245.666.898	4	49.821.693	1.348.935.146	4	53.952.010	165.406.692	4	6.615.606	69.022.455	4	2.760.622
Obras electromecánicas líneas	1.121.100.208	4	44.839.524	1.214.041.631	4	48.556.809	148.866.023	4	5.954.045	62.120.210	4	2.484.560
Torres y accesorios, acero y concreto	1.162.506.176	3	34.875.185	1.258.880.236	3	37.766.407	154.364.142	3	4.630.924	64.414.516	3	1.932.435
Postes y accesorios, acero y concreto	1.162.506.176	3	34.875.185	1.258.880.236	3	37.766.407	154.364.142	3	4.630.924	64.414.516	3	1.932.435
Postes y accesorios, madera	622.740.029	8	49.821.693	674.366.408	8	53.952.010	82.690.941	8	6.615.606	34.506.051	8	2.760.622
Conductores aéreos y accesorios	1.195.624.988	3	39.857.355	1.294.744.663	3	43.161.608	158.761.845	3	5.292.485	66.249.631	3	2.208.498
Conductores subterráneos y accesorios	1.046.171.865	3	34.875.185	1.132.901.580	3	37.766.407	138.916.614	3	4.630.924	57.968.427	3	1.932.435
Conductores y canales subterráneos y accesorios	597.812.494	3	19.928.677	647.372.331	3	21.580.804	79.380.922	3	2.646.242	33.124.815	3	1.104.249
Acometidas de servicio	448.359.371	3	14.946.508	485.529.249	3	16.185.603	59.535.692	3	1.984.682	24.843.612	3	828.187
Transformadores de líneas	1.046.171.865	3	34.875.185	1.132.901.580	3	37.766.407	138.916.614	3	4.630.924	57.968.427	3	1.932.435
Luminarias	448.359.371	3	14.946.508	485.529.249	3	16.185.603	59.535.692	3	1.984.682	24.843.612	3	828.187
Unidades de transformadores móviles	747.400.139	4	29.893.016	809.361.088	4	32.371.206	99.244.015	4	3.969.364	41.413.473	4	1.656.373
TOTALES	**14.455.792.487**		**498.216.933**	**15.654.206.254**		**539.520.101**	**1.919.521.844**		**66.156.061**	**800.996.071**		**27.606.221**

Tabla 7.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (13 de 16). Continuación…

	Amazonas			Sucre								
Descripción	**Distrito Amazonas**			**Distrito Cumaná**			**Distrito Carupano**			**Distrito El Tigre**		
	Base	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**
Estudios y proyectos	27.048.899	20	5.409.888	120.306.461	20	24.061.773	41.585.869	20	8.317.340	81.153.826	20	16.231.090
Vías y accesos	378.616.431	2	7.573.843	1.683.987.344	2	33.686.483	582.097.389	2	11.644.276	1.135.949.091	2	22.723.526
Edificios y construcciones	378.616.431	2	7.573.843	1.683.987.344	2	33.686.483	582.097.389	2	11.644.276	1.135.949.091	2	22.723.526
Obras electromecánicas S/E	270.521.448	4	10.819.776	1.203.208.993	4	48.123.547	415.908.597	4	16.634.680	811.635.650	4	32.462.179
Obras electromecánicas líneas	243.469.303	4	9.737.798	1.082.888.094	4	43.311.192	374.317.737	4	14.971.212	730.472.085	4	29.215.961
Torres y accesorios, acero y concreto	252.461.436	3	7.573.843	1.122.882.761	3	33.686.483	388.142.539	3	11.644.276	757.450.854	3	22.723.526
Postes y accesorios, acero y concreto	252.461.436	3	7.573.843	1.122.882.761	3	33.686.483	388.142.539	3	11.644.276	757.450.854	3	22.723.526
Postes y accesorios, madera	135.240.436	8	10.819.776	601.514.261	8	48.123.547	207.923.107	8	16.634.680	405.756.955	8	32.462.179
Conductores aéreos y accesorios	259.653.848	3	8.655.821	1.154.872.736	3	38.498.838	399.200.390	3	13.307.744	779.029.984	3	25.969.744
Conductores subterráneos y accesorios	227.197.117	3	7.573.843	1.010.513.644	3	33.686.483	349.300.341	3	11.644.276	681.651.236	3	22.723.526
Conductores y canales subterráneos y accesorios	129.826.924	3	4.327.910	577.436.368	3	19.249.419	199.600.195	3	6.653.872	389.514.992	3	12.984.872
Acometidas de servicio	97.370.193	3	3.245.933	433.077.276	3	14.437.064	149.700.146	3	4.990.404	292.136.244	3	9.738.654
Transformadores de líneas	227.197.117	3	7.573.843	1.010.513.644	3	33.686.483	349.300.341	3	11.644.276	681.651.236	3	22.723.526
Luminarias	97.370.193	3	3.245.933	433.077.276	3	14.437.064	149.700.146	3	4.990.404	292.136.244	3	9.738.654
Unidades de transformadores móviles	162.312.869	4	6.491.866	721.925.396	4	28.874.128	249.545.158	4	9.980.808	486.981.390	4	19.477.308
TOTALES	**3.139.364.082**		**108.197.758**	**13.963.074.358**		**481.235.469**	**4.826.561.882**		**166.346.802**	**9.418.919.729**		**324.621.794**

Tabla 7.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (14 de 16). Continuación…

	Sucre						Anzoátegui					
Descripción	**Distrito Barcelona**			**Distrito Puerto La Cruz**			**Distrito Clarines**			**Distrito Anaco**		
	Base	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**
Estudios y proyectos	107.939.592	20	21.588.350	116.507.417	20	23.301.949	46.997.303	20	9.399.649	31.930.813	20	6.386.290
Vías y accesos	1.510.882.332	2	30.223.690	1.630.810.293	2	32.622.729	657.843.833	2	13.159.508	446.950.934	2	8.940.806
Edificios y construcciones	1.510.882.332	2	30.223.690	1.630.810.293	2	32.622.729	657.843.833	2	13.159.508	446.950.934	2	8.940.806
Obras electromecánicas S/E	1.079.525.459	4	43.176.700	1.165.213.989	4	46.603.899	470.029.433	4	18.799.297	319.346.452	4	12.772.581
Obras electromecánicas líneas	971.572.913	4	38.859.030	1.048.692.590	4	41.943.509	423.026.490	4	16.919.367	287.411.807	4	11.495.323
Torres y accesorios, acero y concreto	1.007.456.339	3	30.223.690	1.087.424.303	3	32.622.729	438.650.268	3	13.159.508	298.026.883	3	8.940.806
Postes y accesorios, acero y concreto	1.007.456.339	3	30.223.690	1.087.424.303	3	32.622.729	438.650.268	3	13.159.508	298.026.883	3	8.940.806
Postes y accesorios, madera	539.681.769	8	43.176.700	582.519.608	8	46.603.899	234.979.466	8	18.799.297	159.649.276	8	12.772.581
Conductores aéreos y accesorios	1.036.157.914	3	34.541.360	1.118.404.097	3	37.283.119	451.147.041	3	15.039.438	306.517.415	3	10.218.065
Conductores subterráneos y accesorios	906.638.174	3	30.223.690	978.603.585	3	32.622.729	394.753.661	3	13.159.508	268.202.738	3	8.940.806
Conductores y canales subterráneos y accesorios	518.078.957	3	17.270.680	559.202.048	3	18.641.559	225.573.521	3	7.519.719	153.258.708	3	5.109.032
Acometidas de servicio	388.559.218	3	12.953.010	419.401.536	3	13.981.170	169.180.140	3	5.639.789	114.944.031	3	3.831.774
Transformadores de líneas	906.638.174	3	30.223.690	978.603.585	3	32.622.729	394.753.661	3	13.159.508	268.202.738	3	8.940.806
Luminarias	388.559.218	3	12.953.010	419.401.536	3	13.981.170	169.180.140	3	5.639.789	114.944.031	3	3.831.774
Unidades de transformadores móviles	647.715.275	4	25.906.020	699.128.394	4	27.962.339	282.017.660	4	11.279.578	191.607.871	4	7.663.548
TOTALES	**12.527.744.006**		**431.767.003**	**13.522.147.577**		**466.038.987**	**5.454.626.719**		**187.992.972**	**3.705.971.512**		**127.725.807**

Tabla 7.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (15 de 16). Continuación…

	Bolívar											
Descripción	**Distrito Puerto Ordaz**			**Distrito San Félix**			**Distrito El Callao**			**Distrito Upata**		
	Base	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**
Estudios y proyectos	147.009.643	20	29.402.517	50.486.064	20	10.097.415	9.898.866	20	1.979.813	6.226.387	20	1.245.302
Vías y accesos	2.057.764.619	2	41.163.523	706.677.692	2	14.136.381	138.559.186	2	2.771.738	87.153.724	2	1.743.423
Edificios y construcciones	2.057.764.619	2	41.163.523	706.677.692	2	14.136.381	138.559.186	2	2.771.738	87.153.724	2	1.743.423
Obras electromecánicas S/E	1.470.272.864	4	58.805.033	504.921.226	4	20.194.829	99.000.541	4	3.959.626	62.271.338	4	2.490.604
Obras electromecánicas líneas	1.323.245.578	4	52.924.530	454.429.104	4	18.175.346	89.100.487	4	3.563.663	56.044.204	4	2.241.544
Torres y accesorios, acero y concreto	1.372.117.448	3	41.163.523	471.212.685	3	14.136.381	92.391.265	3	2.771.738	58.114.103	3	1.743.423
Postes y accesorios, acero y concreto	1.372.117.448	3	41.163.523	471.212.685	3	14.136.381	92.391.265	3	2.771.738	58.114.103	3	1.743.423
Postes y accesorios, madera	735.026.167	8	58.805.033	252.422.746	8	20.194.829	49.492.846	8	3.959.626	31.130.999	8	2.490.604
Conductores aéreos y accesorios	1.411.207.907	3	47.044.027	484.637.134	3	16.155.863	95.023.414	3	3.167.701	59.769.725	3	1.992.484
Conductores subterráneos y accesorios	1.234.806.918	3	41.163.523	424.057.492	3	14.136.381	83.145.487	3	2.771.738	52.298.509	3	1.743.423
Conductores y canales subterráneos y accesorios	705.603.953	3	23.522.013	242.318.567	3	8.077.932	47.511.707	3	1.583.850	29.884.862	3	996.242
Acometidas de servicio	529.202.965	3	17.641.510	181.738.925	3	6.058.449	35.633.780	3	1.187.888	22.413.647	3	747.181
Transformadores de líneas	1.234.806.918	3	41.163.523	424.057.492	3	14.136.381	83.145.487	3	2.771.738	52.298.509	3	1.743.423
Luminarias	529.202.965	3	17.641.510	181.738.925	3	6.058.449	35.633.780	3	1.187.888	22.413.647	3	747.181
Unidades de transformadores móviles	882.163.719	4	35.283.020	302.952.736	4	12.116.898	59.400.325	4	2.375.775	37.362.803	4	1.494.363
TOTALES	**17.062.313.732**		**588.050.335**	**5.859.541.167**		**201.948.294**	**1.148.887.624**		**39.596.257**	**722.650.285**		**24.906.044**

Tabla 7.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (16 de 16). Continuación…

	Bolívar			Monagas						Delta Amacuro		
Descripción	**Distrito Caicara del Orinoco**			**Distrito Maturín**			**Distrito Punta de Mata**			**Distrito Tucupita**		
	Base	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**	**Base**	**%**	**Imposición**
Estudios y proyectos	8.035.350	20	1.607.102	54.398.404	20	10.879.898	8.458.789	20	1.691.792	21.618.154	20	4.323.717
Vías y accesos	112.474.662	2	2.249.943	761.440.595	2	15.231.858	118.401.733	2	2.368.508	302.599.695	2	6.053.204
Edificios y construcciones	112.474.662	2	2.249.943	761.440.595	2	15.231.858	118.401.733	2	2.368.508	302.599.695	2	6.053.204
Obras electromecánicas S/E	80.363.148	4	3.214.204	544.049.321	4	21.759.797	84.598.041	4	3.383.583	216.207.489	4	8.647.435
Obras electromecánicas líneas	72.326.833	4	2.892.784	489.644.389	4	19.583.817	76.138.237	4	3.045.225	194.586.740	4	7.782.691
Torres y accesorios, acero y concreto	74.998.104	3	2.249.943	507.728.589	3	15.231.858	78.950.276	3	2.368.508	201.773.477	3	6.053.204
Postes y accesorios, acero y concreto	74.998.104	3	2.249.943	507.728.589	3	15.231.858	78.950.276	3	2.368.508	201.773.477	3	6.053.204
Postes y accesorios, madera	40.175.547	8	3.214.204	271.983.859	8	21.759.797	42.292.676	8	3.383.583	108.087.530	8	8.647.435
Conductores aéreos y accesorios	77.134.737	3	2.571.364	522.193.344	3	17.407.837	81.199.502	3	2.706.867	207.521.831	3	6.917.948
Conductores subterráneos y accesorios	67.492.895	3	2.249.943	456.919.176	3	15.231.858	71.049.564	3	2.368.508	181.581.603	3	6.053.204
Conductores y canales subterráneos y accesorios	38.567.368	3	1.285.682	261.096.672	3	8.703.919	40.599.751	3	1.353.433	103.760.916	3	3.458.974
Acometidas de servicio	28.925.526	3	964.261	195.822.504	3	6.527.939	33.835.832	3	1.015.075	86.474.347	3	2.594.230
Transformadores de líneas	67.492.895	3	2.249.943	456.919.176	3	15.231.858	71.049.564	3	2.368.508	181.581.603	3	6.053.204
Luminarias	28.925.526	3	964.261	195.822.504	3	6.527.939	30.449.813	3	1.015.075	77.820.687	3	2.594.230
Unidades de transformadores móviles	48.217.889	4	1.928.523	326.429.593	4	13.055.878	50.758.824	4	2.030.150	129.724.493	4	5.188.461
TOTALES	**932.603.246**		**32.142.045**	**6.313.617.310**		**217.597.967**	**985.134.611**		**33.835.832**	**2.517.711.736**		**86.474.347**

Fuente: CADAFE. Estados financieros detallados.2006

La tabla 7.1 nos proporciona la información relacionada con el montante que representa la base de la inversión de cada uno de los centros de distribución de energía y los cálculos por depreciación lineal del inmovilizado. Estos últimos han sido obtenidos mediante el uso de tasas estandarizadas de la empresa CADAFE y se han aplicado a cada uno de los equipos que componen el distrito técnico de distribución de energía.

b) Costes fijos correspondientes al personal

Siguiendo con esta línea, en la tabla y párrafos siguientes abordaremos el rubro del coste de mano de obra, también detallado por central de distribución, para que posteriormente determinemos el monto a imputar por KWh distribuido.

Recuérdese que, al margen de lo consignado en las diferentes partidas de gastos de personal, se añadirán también los importes satisfechos en concepto de: “útiles, herramientas e implementos de trabajo”, “equipos de protección” y “agua potable”.

Tabla 7.2
Costes fijos reales de personal (1 de 17)

	Táchira				Mérida	
Descripción	**San Cristóbal**	**San Antonio**	**La Fría**	**La Pedrera**	**Mérida**	**El Vigía**
Nº de empleados operarios	56	30	43	31	42	26
Importe por nómina	**764.233.255**	**478.015.613**	**660.870.746**	**418.281.665**	**581.324.598**	**413.087.512**
111 Sueldos ordinarios fijos	104.443.588	56.945.464	97.727.165	110.349.678	74.553.736	118.063.577
112 Jornales ordinarios fijos	659.789.666	393.206.646	528.243.699	295.561.577	506.770.862	284.287.781
158 Sueldos y salarios personal contratado		27.863.503	34.899.883	12.370.410		10.736.154
Más Otras prestaciones contractuales	**1.316.365.096**	**935.261.987**	**1.194.686.050**	**772.325.080**	**1.066.394.350**	**627.210.597**
113 Asignaciones para vivienda	32.252.297	19.263.805	25.626.215	17.265.420	24.721.479	16.143.533
114 Asignación por vehículo		385				
115 Auxilio de transporte	10.613.177	11.496.744	15.959.142	11.106.574	16.098.559	10.429.876
119 Gastos de vida	25.308.470	14.200.200	28.653.600	21.454.650	21.425.475	21.765.500
131 Sueldos extraordinarios	232.569	883.761	2.980.173	2.519.721		1.552.099
132 Jornales extraordinarios	27.736.956	13.764.192	23.543.142	14.707.908	226.980	1.293.407
133 Comisiones	91.448		753.371	168.060		
134 Sobretiempos diurnos y nocturnos	306.541.895	209.356.335	286.994.015	200.291.339	276.936.305	159.474.148
135 Bono dominical y nocturno	49.474.487	39.121.476	46.346.909	32.002.309	31.875.679	16.650.478
136 Días de descanso feriado	360.856.053	223.847.882	298.370.686	209.379.538	255.336.204	123.806.085
137 Bonificación por suplencia					5.084	
138 Tiempo de viaje					156.241	
139 Bonificación especial	228.000.000	136.000.000	180.000.000	124.000.000		
140 Prima por razones de servicio profesional	960.000	960.000	960.000	960.000	917.333	960.000
149 Otras prestaciones contractuales		100.648.025	110.145.281	22.538.180	173.350.300	119.716.400
150 Primas por razones de servicio técnico	6.269.216	2.862.310	5.230.598	3.807.251	3.829.759	4.739.122
154 Gastos de comida lunch	130.857.750	89.888.910	62.345.700	43.058.530	143.671.360	74.401.123
159 Prima operadores despacho		2.950.549	3.559.597	1.723.333		2.723.333
167 Prima por riesgo eléctrico	137.170.779	70.017.413	103.217.621	67.342.266	117.843.591	73.555.493
Más: Importe de seguridad social	**910.405.434**	**423.226.493**	**694.667.691**	**398.746.165**	**558.261.482**	**403.308.727**

Tabla 7.2: Costes fijos reales de personal (2 de 17). Continuación……

	Táchira				Mérida			Barinas
Descripción	**San Cristóbal**	**San Antonio**	**La Fría**	**La Pedrera**	**Mérida**	**El Vigía**	**Tovar**	**Barinas**
Nº de empleados operarios	56	30	43	31	42	26	15	35
144 Medicinas	258.790.920	127.423.430	195.731.043	99.645.613	187.891.220	152.036.271	87.849.291	165.414.189
145 Exámenes de laboratorio	14.961.560	13.385.105	15.046.280	8.425.540	20.699.405	12.578.514	9.801.510	19.646.200
146 Otras prestaciones médicas	35.910.919	25.872.129	27.913.803	26.768.314	51.788.652	34.826.692	19.661.664	34.452.161
155 Cotización al seguro social	141.913.252	47.664.640	121.299.989	47.214.261	66.351.779	42.081.750	26.264.667	66.851.984
156 Ticket cesta	224.046.900	151.279.380	197.532.720	132.570.900	138.313.120	109.987.040	70.140.000	162.470.280
165 Aporte en cuanto a política habitacional	13.209.233		11.068.669	7.278.665	10.185.226	6.849.137	4.216.563	9.106.026
173 Seguro colectivo de hospitalización	201.373.549	44.675.929	106.993.581	65.040.765	68.466.928	35.352.724	36.608.942	89.352.724
174 Aporte de la empresa al seguro personal	20.199.101	12.925.881	19.081.606	11.802.107	14.565.151	9.596.600	5.561.996	17.501.440
Más: Otros costes del personal	**3.158.148.667**	**1.961.146.061**	**3.319.402.260**	**2.069.712.378**	**2.265.600.126**	**1.603.320.713**	**946.676.456**	**3.411.300.452**
Provisiones y otros	**3.158.148.667**	**1.961.146.061**	**3.319.402.260**	**2.069.712.378**	**2.265.600.126**	**1.603.320.713**	**946.676.456**	**3.411.300.452**
Total Costes de personal	**6.149.152.452**	**3.797.650.154**	**5.869.626.747**	**3.659.065.287**	**4.471.580.555**	**3.046.927.550**	**1.805.151.080**	**6.226.976.843**

Tabla 7.2: Costes fijos reales de personal (3 de 17). Continuación……

	Barinas		Trujillo					Portuguesa
Descripción	**Socopó**	**Libertad**	**Valera**	**Trujillo**	**Caja Seca**	**Sab.de Mendoza**	**Boconó**	**Acarigua**
Nº de empleados operarios	28	23	28	31	20	16	17	29
Importe por nómina	**393.837.610**	**295.925.369**	**398.371.156**	**454.256.081**	**308.295.823**	**231.869.308**	**248.851.083**	**385.930.856**
111 Sueldos ordinarios fijos	148.100.310	122.141.951	72.096.347	97.292.870	57.805.546	89.633.999	94.285.691	100.601.038
112 Jornales ordinarios fijos	221.541.232	151.485.285	325.616.567	356.278.731	250.490.278	141.622.463	154.565.392	262.270.949
158 Sueldos y salarios personal contratado	24.196.068	22.298.134	658.242	684.480		612.846		23.058.869
Más Otras prestaciones contractuales	**908.348.842**	**653.116.045**	**765.997.541**	**744.428.727**	**562.719.428**	**453.775.795**	**425.739.434**	**831.369.753**
113 Asignaciones para vivienda	15.134.881	11.008.973	16.634.699	19.443.573	12.801.972	10.088.720	10.638.620	15.402.475
114 Asignación por vehículo						1.871.772		
115 Auxilio de transporte	9.945.626	6.865.253	11.683.336	10.711.622	7.297.843	5.836.052	5.681.969	11.748.842
119 Gastos de vida	22.521.601	14.411.700	14.845.375	21.172.575	14.751.450	14.553.000	7.078.050	
131 Sueldos extraordinarios	5.100.863	5.869.967	325.596	1.178.563				4.366.999
132 Jornales extraordinarios	9.691.776	9.601.254	12.415.806	16.489.440	7.973.488	5.697.198	5.311.332	12.393.109
133 Comisiones			1.929.495				33.170	

Tabla 7.2: Costes fijos reales de personal (4 de 17). Continuación……

	Barinas		Trujillo					Portuguesa
Descripción	**Socopó**	**Libertad**	**Valera**	**Trujillo**	**Caja Seca**	**Sabana de Mendoza**	**Boconó**	**Acarigua**
Nº de empleados operarios	28	23	28	31	20	16	17	29
134 Sobretiempos diurnos y nocturnos	193.740.424	149.086.657	177.886.362	166.689.589	120.773.328	104.281.820	125.509.572	220.301.823
135 Bono dominical y nocturno	14.681.104	11.986.043	26.311.896	38.681.973	36.280.503	17.097.583	13.837.273	26.501.036
136 Días de descanso feriado	343.202.541	242.819.931	234.455.776	209.647.679	200.705.706	158.084.421	112.503.037	287.196.747
137 Bonificación por suplencia	154.940	192.098	86.510	91.112				544.050
138 Tiempo de viaje	138.734							
139 Bonificación especial	116.000.000	84.000.000	127.583.334	140.000.000	92.000.000	72.000.000	76.000.000	112.000.000
140 Prima por razones de servicio profesional	880.000	960.000	960.000	784.000	960.000		752.000	1.440.000
149 Otras prestaciones contractuales		1.164.375			1.318.400		319.600	11.329.038
150 Primas por razones de servicio técnico	4.378.248	2.826.709	5.574.283	5.319.726	3.620.174	4.089.605	1.871.407	4.888.031
154 Gastos de comida lunch	92.362.881	59.792.680	63.720.154	51.964.150	20.840.230	27.741.285	28.888.650	40.100.863
159 Prima operadores despacho	2.283.333	2.223.333		3.254.908	2.235.165	2.263.333	2.250.000	
167 Prima por riesgo eléctrico	78.131.890	50.307.073	71.584.920	58.999.815	41.161.169	30.171.006	35.064.754	83.156.740
Más: Importe de seguridad social	**421.550.745**	**332.778.366**	**436.735.329**	**443.672.325**	**289.880.671**	**274.335.454**	**225.136.587**	**539.440.473**
144 Medicinas	122.432.110	129.669.819	121.741.799	112.556.614	102.426.177	88.436.420	64.242.060	183.225.357
145 Exámenes de laboratorio	17.828.050	9.973.200	5.676.356	5.702.838	6.631.920	7.658.783	4.364.600	22.233.615
146 Otras prestaciones médicas	27.596.712	23.580.105	15.045.400	19.687.186	20.280.050	21.561.251	16.691.400	28.803.200
155 Cotización al seguro social	48.810.187	36.080.910	71.014.513	80.018.793	34.115.015	28.109.591	29.272.143	72.297.119
156 Ticket cesta	117.815.880	83.967.660	115.224.720	127.527.120	85.995.420	70.885.500	71.677.200	107.375.520
165 Aporte en cuanto a política habitacional	7.215.441	5.228.854	7.117.588	8.295.489	5.368.153	4.276.745	4.447.328	6.696.453
173 Seguro colectivo de hospitalización	67.712.293	35.453.943	90.981.276	78.608.049	28.172.250	47.358.389	28.201.357	109.281.979
174 Aporte de la empresa al seguro personal	12.140.072	8.823.874	9.933.676	11.276.236	6.891.685	6.048.776	6.240.499	9.527.231
Más: Otros costes del personal	**1.757.482.163**	**1.322.962.829**	**1.501.429.259**	**2.231.709.247**	**1.865.417.176**	**1.451.965.898**	**1.372.955.059**	**1.525.033.963**
Provisiones y otros	**1.757.482.163**	**1.322.962.829**	**1.501.429.259**	**2.230.417.102**	**1.865.417.176**	**1.451.965.898**	**1.372.955.059**	**1.488.488.790**
239 Útiles herramientas e implementos de trabajo				1.292.145				18.558.031
245 Equipos de protección								17.987.142
Total Costes de personal	**3.481.219.361**	**2.604.782.610**	**3.102.533.285**	**3.874.066.380**	**3.026.313.099**	**2.411.946.455**	**2.272.682.163**	**3.281.775.046**

Tabla 7.2: Costes fijos reales de personal (5 de 17). Continuación……

	Portuguesa		Falcón					Cojedes
Descripción	**Guanare**	**Turén**	**Coro**	**Punto Fijo**	**Tucacas**	**Churuguara**	**Dabajuro**	**Yaritagua**
Nº de empleados operarios	27	14	31	45	30	18	18	41
Importe por nómina	**373.143.677**	**204.980.459**	**409.614.895**	**620.016.725**	**443.140.570**	**240.154.331**	**223.542.396**	**556.169.271**
111 Sueldos ordinarios fijos	201.950.501	110.682.507	103.352.228	186.048.732	153.720.141	94.522.648	110.362.354	135.669.958
112 Jornales ordinarios fijos	171.193.176	94.297.952	296.106.338	424.549.765	252.547.997	97.072.982	53.144.620	420.499.312
158 Sueldos y salarios personal contratado			10.156.329	9.418.228	36.872.432	48.558.701	60.035.423	
Más Otras prestaciones contractuales	**817.266.085**	**326.281.367**	**1.449.552.860**	**2.012.845.534**	**1.376.490.600**	**432.199.935**	**465.423.209**	**1.015.622.420**
113 Asignaciones para vivienda	15.750.917	8.528.631	17.684.758	26.735.843	18.162.257	10.541.995	9.806.771	22.537.552
114 Asignación por vehículo				72.920				1.695.000
115 Auxilio de transporte	10.607.689	5.762.856	10.726.479	15.482.682	13.645.615	7.015.282	5.301.786	17.565.210
119 Gastos de vida	7.404.548			5.284.368		5.357.952		25.552.206
131 Sueldos extraordinarios	8.670.014	5.859.899	4.068.495	6.579.145	7.278.077	3.542.204	5.525.238	3.998.839
132 Jornales extraordinarios	14.651.858	6.341.731	8.644.481	15.002.746	4.040.244	3.705.457		17.227.782
133 Comisiones	294.273			321.431				
134 Sobretiempos diurnos y nocturnos	222.651.660	64.989.339	398.810.980	547.979.973	359.160.121	125.584.533	120.219.520	287.134.347
135 Bono dominical y nocturno	35.713.906	17.359.889	9.186.214	35.709.668	24.340.070	26.800.586	9.530.874	7.323.486
136 Días de descanso feriado	263.766.955	94.355.622	702.334.547	914.912.088	583.659.509	123.849.831	185.505.760	292.467.476
137 Bonificación por suplencia	50.444	103.852			47.766			194.256
138 Tiempo de viaje			15.968.997	14.900.967	213.803	61.152	38.303	
139 Bonificación especial	112.000.000	60.000.000	124.000.000	188.000.000	128.000.000	72.000.000	68.000.000	163.693.151
140 Prima por razones de servicio profesional	1.440.000	960.000	547.403	1.274.667	800.000	261.333	960.000	960.000
149 Otras prestaciones contractuales	16.788.088	10.296.963	35.202.138	35.679.075	105.951.433	8.912.825	11.929.275	24.445.800
150 Primas por razones de servicio técnico	8.742.338	3.255.348	4.429.258	4.929.772	5.313.508	2.048.503	3.704.331	5.312.729
154 Gastos de comida lunch	38.504.160	21.406.781	41.769.999	88.376.717	54.039.338	15.738.786	17.480.106	58.946.130
159 Prima operadores despacho	2.645.800	1.800.000		4.176.923	2.400.000	1.700.000	1.700.000	1.800.000
167 Prima por riesgo eléctrico	57.583.436	25.260.456	76.179.111	107.426.550	69.438.859	25.079.497	25.721.247	84.768.457
Más: Importe de seguridad social	**397.805.055**	**222.067.906**	**305.599.386**	**512.052.421**	**410.528.093**	**249.867.897**	**263.041.831**	**467.395.026**
144 Medicinas	147.878.464	90.369.629	10.658.797	30.046.583	100.850.323	85.286.897	92.135.586	182.051.351
145 Exámenes de laboratorio	16.777.859	11.709.876	3.752.990	8.429.342	15.950.525	14.930.765	18.435.015	32.261.950
146 Otras prestaciones medicas	22.940.350	14.453.500	1.382.000	3.193.000	18.546.180	17.935.860	12.786.885	26.361.950

Tabla 7.2: Costes fijos reales de personal (6 de 17). Continuación……

	Portuguesa		Falcón			Cojedes		
Descripción	**Guanare**	**Turén**	**Coro**	**Punto Fijo**	**Tucacas**	**Churuguara**	**Dabajuro**	**Yaritagua**
Nº de empleados operarios	27	14	31	45	30	18	18	41
155 Cotización al seguro social	22.940.350	14.453.500	1.382.000	3.193.000	18.546.180	17.935.860	12.786.885	26.361.950
156 Ticket cesta	111.488.160	56.398.440	115.171.980	188.030.640	134.740.780	71.901.900	65.528.560	146.958.420
165 Aporte en cuanto a política habitacional	6.576.549	3.622.945	7.298.303	10.861.389	7.382.306	4.112.752	3.778.454	9.516.473
173 Seguro colectivo de hospitalización	38.730.123	19.389.554	65.425.694	135.027.356	66.104.423	24.362.302	38.046.625	
174 Aporte de la empresa al seguro personal	9.913.076	4.497.396	15.370.166	21.884.792	14.030.634	6.203.731	6.363.627	14.333.537
Más: Otros costes del personal	**2.030.202.128**	**1.077.773.919**	**3.126.119.584**	**3.888.693.932**	**1.879.948.032**	**1.336.322.085**	**870.513.362**	**3.631.011.268**
Provisiones y otros	**2.001.507.714**	**1.062.782.976**	**3.105.425.898**	**3.858.784.546**	**1.843.233.926**	**1.325.135.984**	**848.021.769**	**3.601.056.673**
239 Útiles herramientas e implementos de trabajo	11.263.831	11.945.506	13.246.538	23.835.923	10.205.368	247.691	6.862.987	20.128.801
245 Equipos de protección	17.430.583	3.045.437	7.447.147	6.073.462	26.508.738	10.938.411	15.628.606	9.825.793
Total Costes de personal	**3.618.416.945**	**1.831.103.652**	**5.290.886.725**	**7.033.608.612**	**4.110.107.295**	**2.258.544.249**	**1.822.520.798**	**5.670.197.984**

Tabla 7.2: Costes fijos reales de personal (7 de 17). Continuación……

	Cojedes		Carabobo					
Descripción	**San Carlos**	**Tinaquillo**	**Valencia Norte**	**Tocuyito**	**Valencia Sur**	**Guacara**	**Bejuma**	**Carlos Arvelo**
Nº de empleados operarios	31	31	35	21	32	23	51	33
Importe por nómina	**417.583.656**	**455.601.239**	**481.339.374**	**322.953.989**	**474.995.020**	**324.043.663**	**708.020.449**	**425.014.644**
111 Sueldos ordinarios fijos	127.938.160	186.523.400	82.380.682	84.821.208	123.073.329	106.040.142	208.836.216	131.440.035
112 Jornales ordinarios fijos	289.645.495	269.077.838	398.958.692	238.132.781	351.921.691	216.795.539	499.184.233	293.574.609
158 Sueldos y salarios personal contratado						1.207.983		
Más: Otras prestaciones contractuales	**863.780.056**	**867.473.789**	**1.234.784.250**	**725.119.925**	**983.276.809**	**668.639.875**	**2.334.511.086**	**1.351.346.108**
113 Asignaciones para vivienda	17.679.242	18.841.445	21.182.481	13.323.830	19.712.872	13.887.028	30.625.429	19.280.368
114 Asignación por vehículo	1.710.000		1.660.000	4.890.000	3.215.000		1.620.000	1.605.000
115 Auxilio de transporte	14.774.094	13.745.255	16.368.030	10.420.818	12.606.745	9.073.972	26.468.508	12.527.570
119 Gastos de vida	29.558.475	29.106.000	9.534.375	14.553.000	26.108.850	13.465.425	35.442.150	28.591.707
131 Sueldos extraordinarios	4.115.602	12.646.694		3.268.644	860.504	2.942.744	7.571.165	2.250.115
132 Jornales extraordinarios	13.936.572	9.850.932	2.769.156	3.654.378	522.054	5.265.936	8.284.770	7.515.038

Tabla 7.2: Costes fijos reales de personal (8 de 17). Continuación……

	Cojedes		Carabobo					
Descripción	**San Carlos**	**Tinaquillo**	**Valencia N.**	**Tocuyito**	**Valencia Sur**	**Guacara**	**Bejuma**	**Carlos Arvelo**
Nº de empleados operarios	31	31	35	21	32	23	51	33
134 Sobretiempos diurnos y nocturnos	162.560.423	167.618.709	310.793.307	218.136.613	214.869.653	171.530.149	739.411.685	443.705.219
135 Bono dominical y nocturno	68.836.938	70.041.365	45.056.276	48.949.309	22.500.085	54.961.149	21.018.495	15.859.840
136 Días de descanso feriado	300.979.764	273.924.051	471.710.530	216.213.945	364.397.175	188.437.901	954.169.148	524.346.686
137 Bonificación por suplencia			37.801		55.467			
139 Bonificación especial	124.000.000	132.000.000	148.000.000	92.000.000	140.000.000	105.183.333	216.000.000	136.000.000
140 Prima por razones de servicio profesional	960.000	757.333	2.518.860	960.000	1.120.000	-160.000	960.000	960.000
149 Otras prestaciones contractuales	15.451.763	14.846.775	9.268.425	12.066.975	15.375.825	23.677.875	15.579.338	9.716.400
150 Primas por razones de servicio técnico	6.878.157	5.251.772	4.996.793	5.334.052	6.391.316	4.556.427	12.158.888	6.601.690
154 Gastos de comida lunch	34.788.949	54.689.749	93.151.316	39.581.379	78.047.388	34.602.694	131.383.620	65.308.457
159 Prima operadores despacho	1.123.333	3.970.000		1.200.000		2.800.000	6.700.000	3.100.000
167 Prima por riesgo eléctrico	66.426.744	60.183.709	97.736.901	40.566.981	77.493.875	38.415.242	127.117.890	73.978.019
Más: Importe de seguridad social	**389.819.869**	**470.408.476**	**315.131.659**	**325.786.029**	**390.165.785**	**332.348.954**	**727.067.055**	**491.224.511**
144 Medicinas	100.451.031	128.707.770	47.336.907	52.264.978	75.366.704	103.956.664	120.983.293	108.439.610
145 Exámenes de laboratorio	7.929.378	13.574.570	9.344.277	10.693.860	12.106.280	25.268.420	17.480.399	28.130.532
146 Otras prestaciones médicas	14.450.283	16.014.000	9.578.600	12.984.360	12.902.029	19.675.128	17.170.190	28.741.650
155 Cotización al seguro social	58.814.423	71.240.127	97.401.875	58.419.652	87.147.250	34.903.069	138.493.165	57.199.308
156 Ticket cesta	137.462.621	133.447.120	129.724.224	93.573.060	119.357.311	98.572.538	254.762.220	159.624.730
165 Aporte en cuanto a política habitacional	7.286.849	7.783.534	8.608.603	5.562.477	8.525.247	5.935.837	12.938.845	7.736.264
173 Seguro colectivo de hospitalización	54.061.877	89.665.986		84.590.066	63.522.690	37.214.807	145.754.434	89.442.890
174 Aporte de la empresa al seguro personal	9.363.406	9.975.369	13.137.172	7.697.576	11.238.274	6.822.492	19.484.508	11.909.528
Más: Otros costes del personal	**2.520.075.272**	**2.486.881.615**	**2.766.308.167**	**1.560.783.141**	**2.117.293.066**	**1.507.157.022**	**4.519.399.358**	**2.868.774.164**
Provisiones y otros	**2.486.184.329**	**2.461.421.544**	**2.693.131.175**	**1.543.905.317**	**2.071.894.031**	**1.461.947.880**	**4.456.087.362**	**2.834.370.703**
239 Útiles herramientas de trabajo	22.378.528	5.344.875	20.482.608	7.279.009	22.297.295	13.428.670	26.977.861	17.135.022
245 Equipos de protección	11.512.414	19.117.416	52.694.384	9.598.815	23.101.740	31.780.471	36.334.135	17.268.439
343 Agua potable		997.779						
Total Costes de personal	**4.191.258.852**	**4.280.365.118**	**4.797.563.450**	**2.934.643.083**	**3.965.730.680**	**2.832.189.513**	**8.288.997.948**	**5.136.359.428**

Tabla 7.2: Costes fijos reales de personal (9 de 17). Continuación……

	Aragua						Guárico	
Descripción	**Maracay Norte**	**Camatagua**	**La Victoria**	**Cagua**	**Maracay Sur**	**Villa de Cura**	**Valle de la Pascua**	**Calabozo**
Nº de empleados operarios	57	17	50	53	45	22	27	30
Importe por nómina	**960.736.199**	**300.457.858**	**811.008.950**	**883.356.318**	**649.500.889**	**320.391.156**	**355.482.866**	**528.999.961**
111 Sueldos ordinarios fijos	70.568.303	61.662.367	194.483.616	319.660.305	140.594.550	78.226.496	77.131.932	254.294.054
112 Jornales ordinarios fijos	890.167.896	238.795.491	616.525.334	563.696.012	508.906.339	242.164.660	278.350.934	274.705.907
Más: Otras prestaciones contractuales	**2.885.414.329**	**1.065.420.831**	**2.367.928.245**	**2.636.186.398**	**2.132.029.325**	**1.210.227.029**	**955.848.266**	**1.166.780.064**
113 Asignaciones para vivienda	32.897.075	10.345.834	25.114.657	27.670.279	25.255.675	12.826.063	14.928.247	17.015.464
114 Asignación por vehículo	11.830.900	5.017.500	3.812.500	8.618.900	15.750.008		1.605.000	4.840.000
115 Auxilio de transporte	25.295.646	6.387.292	18.685.009	22.511.960	19.648.822	8.654.977	21.815.912	16.882.036
119 Gastos de vida	36.530.876	15.666.171	17.610.099	30.760.355	38.492.553	17.490.060	14.178.150	22.766.895
131 Sueldos extraordinarios	2.706.447	1.739.397	7.319.129	14.257.616	8.993.425	3.094.555	4.750.412	4.510.865
132 Jornales extraordinarios	16.388.941	1.906.632	6.786.702	7.830.808	12.204.715	2.930.042	14.753.700	12.303.316
134 Sobretiempos diurnos y nocturnos	712.936.622	320.195.663	642.649.522	733.834.611	578.261.058	343.313.568	260.316.603	297.085.446
135 Bono dominical y nocturno	20.538.314	2.865.400	11.929.411	12.549.658	8.973.185	1.786.218	6.927.798	17.517.304
136 Días de descanso feriado	1.328.019.679	511.489.457	1.157.315.471	1.118.369.884	889.121.648	564.064.045	367.173.920	507.211.604
137 Bonificación por suplencia				146.344				42.585
139 Bonificación especial	228.000.000	72.000.000	176.000.000	193.512.329	177.512.329	89.512.329	104.765.000	117.512.329
140 Prima por razones de servicio profesional		960.000	960.000	960.000	960.000		960.000	48.000
149 Otras prestaciones contractuales	20.564.525	7.004.475	6.631.875	8.166.825	10.664.488	10.463.963	11.098.588	8.172.813
150 Primas por razones de servicio técnico	5.630.904	2.506.623	9.510.671	18.680.969	8.484.859	5.011.524	3.954.084	3.837.831
154 Gastos de comida lunch	216.003.510	43.555.194	128.496.246	259.016.412	179.671.952	77.537.415	30.131.693	61.060.873
159 Prima operadores despacho			9.200.000	12.500.000	3.400.000	2.400.000		2.400.000
167 Prima por riesgo eléctrico	228.070.889	63.781.192	145.906.953	166.799.448	154.634.608	71.142.269	98.489.160	73.572.704
Más: Importe de seguridad social	**667.911.324**	**184.629.346**	**516.731.649**	**775.901.576**	**481.508.394**	**281.846.032**	**336.162.268**	**285.193.657**
144 Medicinas	15.075.281	36.318.654	35.579.582	138.559.137	26.834.281	34.319.303	111.879.005	49.071.702
145 Exámenes de laboratorio	2.033.450	3.509.500	2.215.600	12.315.366	2.808.870	2.474.400	7.567.050	4.660.487
146 Otras prestaciones médicas	35.346.500	3.964.000	34.759.800	48.422.500	9.982.000	4.608.800	7.742.000	3.712.982
155 Cotización al seguro social	85.621.190	16.175.899	65.080.158	73.676.856	65.462.570	20.467.536	21.004.623	37.225.133
156 Ticket cesta	304.169.880	115.571.880	230.398.216	338.851.660	242.166.640	135.514.900	108.236.018	139.680.740

Tabla 7.2: Costes fijos reales de personal (10 de 17). Continuación……

	Aragua						Guárico	
Descripción	**Maracay Norte**	**Camatagua**	**La Victoria**	**Cagua**	**Maracay Sur**	**Villa de Cura**	**Valle de la Pascua**	**Calabozo**
Nº de empleados operarios	57	17	50	53	45	22	27	30
165 Aporte en cuanto a política habitacional	12.807.766	4.365.117	10.499.360	11.643.151	10.359.362	5.270.824	6.239.059	6.953.235
173 Seguro colectivo de hospitalización	198.055.685		126.203.592	139.106.582	112.117.120	73.163.772	67.366.371	36.859.137
174 Aporte de la empresa al seguro personal	14.801.573	4.724.296	11.995.342	13.326.324	11.777.551	6.026.498	6.128.143	7.030.241
Más: Otros costes del personal	**5.312.025.026**	**1.529.301.104**	**4.158.246.951**	**5.140.017.553**	**3.713.039.307**	**2.333.782.438**	**1.994.207.226**	**2.940.472.422**
Provisiones y otros	**5.312.025.026**	**1.529.301.104**	**4.158.246.951**	**5.140.017.553**	**3.713.039.307**	**2.333.782.438**	**1.994.207.226**	**2.940.472.422**
Total Costes de personal	**9.826.086.879**	**3.079.809.138**	**7.853.915.793**	**9.435.461.844**	**6.976.077.915**	**4.146.246.655**	**3.641.700.626**	**4.921.446.104**

Tabla 7.2: Costes fijos reales de personal (11 de 17). Continuación……

	Guárico		Monagas	Miranda		Apure		
Descripción	**Zaraza**	**San Juan de los Morros**	**Altagracia de Orituco**	**Tuy**	**Barlovento**	**San Fernando**	**Guadualito**	**Achaguas**
Nº de empleados operarios	17	30	17	61	52	33	30	18
Importe por nómina	**256.774.798**	**606.553.741**	**123.225.125**	**845.052.164**	**766.296.620**	**396.703.966**	**415.310.314**	**364.140.049**
111 Sueldos ordinarios fijos	99.744.997	109.400.190	44.423.827	325.505.246	236.188.311	112.320.259	138.107.400	114.981.060
112 Jornales ordinarios fijos	157.029.801	497.153.552	78.801.299	519.546.918	530.108.310	284.383.707	277.202.913	249.158.989
Más: Otras prestaciones contractuales	**603.346.654**	**2.253.578.720**	**402.084.766**	**1.921.819.480**	**1.766.068.422**	**907.017.826**	**1.302.356.326**	**817.655.417**
113 Asignaciones para vivienda	11.132.407	22.814.756	5.415.400	37.556.958	34.876.601	15.672.295	17.331.170	15.258.012
114 Asignación por vehículo	1.610.000	6.085.000		9.216.700	4.868.627	5.837.500	5.837.500	
115 Auxilio de transporte	11.653.455	26.774.986	7.551.116	21.481.455	21.123.078	10.307.124	13.604.841	13.021.820
119 Gastos de vida	16.370.802	21.295.981	7.439.625	41.524.236	28.528.939	23.092.533	31.075.897	
131 Sueldos extraordinarios	2.785.187	1.535.998	1.459.381	8.171.836	7.922.496	2.145.883	5.097.601	2.364.571
132 Jornales extraordinarios	7.649.226	15.525.405	4.380.714	8.876.674	5.470.218	9.801.048	7.369.722	4.125.756
134 Sobretiempos diurnos y nocturnos	114.681.261	639.394.960	105.747.348	465.117.813	380.789.306	236.434.941	307.612.966	200.049.010
135 Bono dominical y nocturno	15.310.551	10.663.985	7.181.021	62.672.752	63.453.428	2.247.880	50.523.644	44.145.099
136 Días de descanso feriado	263.586.983	1.043.551.341	177.553.180	651.959.970	686.570.642	311.860.452	437.055.021	278.634.858
137 Bonificación por suplencia		16.912		243.640	88.718	537.702	8.260	72.536
139 Bonificación especial	76.765.000	161.203.356	36.765.000	236.218.014	225.435.961	121.420.822	139.650.000	125.800.000

Tabla 7.2: Costes fijos reales de personal (12 de 17). Continuación……

	Guárico		Monagas	Miranda		Apure		
Descripción	**Zaraza**	**San Juan de los Morros**	**Altagracia de Orituco**	**Tuy**	**Barlovento**	**San Fernando**	**Guadualito**	**Achaguas**
Nº de empleados operarios	17	30	17	61	52	33	30	18
140 Prima por razones de servicio profesional	800.000	960.000	960.000	1.120.000	640.000	245.333	890.666	960.000
149 Otras prestaciones contractuales	11.128.325	16.684.326	4.792.725	39.433.854	41.613.060	17.976.168	111.569.914	13.172.801
150 Primas por razones de servicio técnico	3.009.246	4.848.072	1.407.726	8.418.997	5.842.093	6.857.307	9.358.500	7.335.468
154 Gastos de comida lunch	25.705.775	121.064.019	17.806.068	183.803.275	113.417.954	54.006.279	77.487.759	40.672.405
159 Prima operadores despacho	1.800.000	1.200.000		9.600.000	6.600.000		4.800.000	4.800.000
167 Prima por riesgo eléctrico	39.358.435	159.959.625	23.625.462	136.403.306	138.827.300	88.574.561	83.082.865	67.243.082
Más: Importe de seguridad social	**218.588.786**	**519.196.554**	**115.225.260**	**877.984.411**	**700.288.312**	**323.212.854**	**486.330.144**	**288.987.971**
144 Medicinas	82.106.164	84.010.969	23.390.377	223.409.936	190.301.200	107.512.372	168.532.538	107.223.299
145 Exámenes de laboratorio	2.369.800	11.060.175	1.265.500	23.828.430	17.074.060	6.817.800	9.398.240	4.661.940
146 Otras prestaciones médicas	2.780.000	9.408.317	1.493.000	47.281.542	26.587.050	9.905.300	14.392.984	9.807.800
155 Cotización al seguro social	13.381.067	56.107.637	8.682.690	78.521.689	71.886.459	27.017.831	21.509.566	17.720.450
156 Ticket cesta	84.950.098	229.943.520	49.350.420	246.384.470	280.768.557	111.661.600	156.850.080	114.355.240
165 Aporte en cuanto a política habitacional	4.652.756	9.273.144	2.252.128	15.295.699	13.924.193	6.326.541	7.071.058	6.241.645
173 Seguro colectivo de hospitalización	23.867.052	110.317.320	26.714.638	227.688.412	85.466.226	47.804.129	101.103.834	22.589.090
174 Aporte de la empresa al seguro personal	4.481.850	9.075.472	2.076.508	15.574.233	14.280.567	6.167.281	7.471.845	6.388.507
Más: Otros costes del personal	**2.191.317.516**	**4.871.003.409**	**1.071.254.199**	**4.123.534.182**	**4.724.465.667**	**2.351.687.645**	**2.076.013.915**	**2.082.653.047**
Provisiones y otros	**2.191.317.516**	**4.871.003.409**	**1.071.254.199**	**4.123.534.182**	**4.724.465.667**	**2.351.687.645**	**2.076.013.915**	**2.082.653.047**
Total Costes de personal	**3.270.027.753**	**8.250.332.424**	**1.711.789.351**	**7.768.390.238**	**7.957.119.021**	**3.978.622.291**	**4.280.010.698**	**3.553.436.484**

Tabla 7.2: Costes fijos reales de personal (13 de 17). Continuación……

	Amazonas	Sucre					Anzoátegui	
Descripción	**Amazonas**	**Cumaná**	**Carupano**	**El Tigre**	**Barcelona**	**Puerto La Cruz**	**Clarines**	**Anaco**
Nº de empleados operarios	33	27	46	30	21	22	26	27
Importe por nómina	**466.789.811**	**379.456.610**	**626.727.062**	**400.467.727**	**271.191.744**	**328.651.919**	**356.428.548**	**380.338.564**
111 Sueldos ordinarios fijos	159.450.737	164.279.433	222.672.877	81.284.634	71.076.513	91.211.330	99.018.993	139.022.836
112 Jornales ordinarios fijos	307.339.074	215.177.177	404.054.185	315.064.597	196.392.759	237.440.589	257.409.555	241.315.729
158 Sueldos y salarios personal contratado				4.118.496	3.722.472			
Más Otras prestaciones contractuales	**1.318.049.497**	**539.770.020**	**749.281.032**	**694.518.848**	**467.376.237**	**504.057.151**	**579.178.243**	**563.444.807**
113 Asignaciones para vivienda	18.333.796	16.261.384	28.843.938	17.684.132	11.537.428	13.672.985	15.631.472	15.906.756
114 Asignación por vehículo	1.610.000	1.647.500			805.000			802.500
115 Auxilio de transporte	44.280.525	11.238.640	16.234.624	11.789.966	8.944.778	11.503.948	8.106.491	9.618.006
119 Gastos de vida	9.462.192	21.605.878	68.039	7.770.642	10.725.088	7.677.693	7.792.473	7.654.220
131 Sueldos extraordinarios	9.359.200	4.024.521	6.895.040	3.130.032	696.458		1.634.378	3.529.978
132 Jornales extraordinarios	19.022.072	4.244.526	11.057.642	19.294.320	10.980.480	11.984.620	22.642.650	16.496.309
133 Comisiones	485.169	191.080	329.090					
134 Sobretiempos diurnos y nocturnos	241.831.696	93.885.393	105.653.959	132.035.148	80.015.177	86.225.560	105.979.629	105.143.973
135 Bono dominical y nocturno	40.204.961	23.330.880	55.412.349	44.754.939	23.605.920	27.765.017	43.243.572	40.299.263
136 Días de descanso feriado	376.721.268	148.723.087	146.219.401	190.290.629	123.866.884	126.167.460	134.653.079	142.023.326
137 Bonificación por suplencia	299.213	20.721	95.164	4.484				59.197
138 Tiempo de viaje					3.036			
139 Bonificación especial	136.000.000	108.000.000	191.192.694	120.000.000	80.000.000	96.000.000	106.666.667	108.303.196
140 Prima por razones de servicio profesional	960.000	1.434.666	2.309.333	640.000	960.000	960.000	1.920.000	2.880.000
149 Otras prestaciones contractuales	216.521.209	8.949.588	16.820.150	11.292.358	11.133.450	8.441.213	11.521.500	6.441.850
150 Primas por razones de servicio técnico	13.088.480	10.285.669	8.871.836	5.033.108	4.923.678	6.221.184	5.024.455	4.958.834
154 Gastos de comida lunch	86.301.034	36.995.096	64.708.308	65.647.680	53.975.789	53.329.781	58.214.700	52.039.027
159 Prima operadores despacho	4.853.000		2.080.049	2.307.692			2.307.692	1.741.025
167 Prima por riesgo eléctrico	98.715.683	48.931.391	92.489.417	62.843.718	45.203.071	54.107.690	53.839.485	45.547.347
Más: Importe de seguridad social	**435.574.505**	**548.551.201**	**731.243.818**	**518.275.593**	**364.444.511**	**342.390.052**	**341.764.051**	**403.941.202**
144 Medicinas	128.197.998	275.099.970	248.462.448	211.348.952	144.381.770	94.856.432	100.851.638	189.297.253
145 Exámenes de laboratorio	13.580.848	18.157.789	28.208.551	20.717.800	24.944.243	19.409.393	13.768.998	18.253.021

Tabla 7.2: Costes fijos reales de personal (14 de 17). Continuación……

	Amazonas	Sucre					Anzoátegui	
Descripción	**Amazonas**	**Cumaná**	**Carupano**	**El Tigre**	**Barcelona**	**Puerto La Cruz**	**Clarines**	**Anaco**
Nº de empleados operarios	33	27	46	30	21	22	26	27
146 Otras prestaciones médicas	17.866.970	39.656.673	46.101.882	28.748.062	22.889.099	14.815.500	11.997.250	18.870.350
155 Cotización al seguro social	28.077.292	32.410.149	53.101.937	42.228.291	46.040.792	54.586.183	36.983.905	35.337.798
156 Ticket cesta	153.724.480	107.365.020	198.094.680	109.305.420	69.288.520	87.937.920	104.294.820	92.888.880
165 Aporte en cuanto a política habitacional	7.989.323	6.630.958	10.615.832	6.938.701	4.681.197	5.604.381	6.268.710	6.274.050
173 Seguro colectivo de hospitalización	78.058.203	62.344.356	135.606.563	90.273.950	46.473.257	58.445.550	60.092.811	35.732.040
174 Aporte de la empresa al seguro personal	8.079.390	6.886.286	11.051.925	8.714.416	5.745.633	6.734.693	7.505.918	7.287.810
Más: Otros costes del personal	**2.400.001.296**	**1.764.261.322**	**2.852.114.792**	**1.930.421.796**	**1.005.836.239**	**1.603.263.456**	**1.522.770.075**	**1.596.210.745**
Provisiones y otros	**2.399.679.066**	**1.761.760.872**	**2.849.972.296**	**1.917.780.635**	**1.005.549.840**	**1.601.071.640**	**1.522.747.268**	**1.596.171.211**
239 Útiles herramientas e implementos de trabajo	322.230	2.500.450	815.839	12.641.161	286.400	2.191.816	22.807	39.534
245 Equipos de protección			1.326.657					
Total Costes de personal	**4.620.415.109**	**3.232.039.152**	**4.959.366.704**	**3.543.683.965**	**2.108.848.731**	**2.778.362.577**	**2.800.140.917**	**2.943.935.319**

Tabla 7.2: Costes fijos reales de personal operativo (15 de 17). Continuación……

	Bolívar					Monagas		Delta Amacuro
Descripción	**Puerto Ordaz**	**San Felix**	**El Callao**	**Upata**	**Caicara del Orinoco**	**Maturín**	**Punta de Mata**	**Tucupita**
Nº de empleados operarios	**34**	**25**	**15**	**26**	**7**	**31**	**32**	**32**
Importe por nómina	**510.500.576**	**369.163.709**	**205.567.365**	**318.525.641**	**124.352.505**	**390.247.479**	**390.120.853**	**395.588.131**
111 Sueldos ordinarios fijos	86.419.423	75.994.434	73.326.349	58.277.173	38.772.354	128.980.676	128.886.596	142.648.426
112 Jornales ordinarios fijos	424.081.153	293.169.275	132.241.017	246.306.327	85.580.152	261.266.804	261.234.257	252.939.705
158 Sueldos y salarios personal contratado				13.942.142				
Más: Otras prestaciones contractuales	**1.386.319.796**	**853.747.961**	**727.215.751**	**749.352.009**	**339.157.765**	**776.085.123**	**556.233.028**	**601.415.457**
113 Asignaciones para vivienda	21.406.320	14.768.768	9.213.266	14.290.123	4.224.933	16.928.058	18.017.220	18.160.608
114 Asignación por vehículo				797.500				
115 Auxilio de transporte	17.858.824	13.091.464	7.677.316	10.503.377	2.818.521	15.034.171	13.238.517	11.208.165

Tabla 7.2: Costes fijos reales de personal operativo (16 de 17). Continuación……

	Bolívar					Monagas		Delta Amacuro
Descripción	**Puerto Ordaz**	**San Felix**	**El Callao**	**Upata**	**Caicara del Orinoco**	**Maturín**	**Punta de Mata**	**Tucupita**
Nº de empleados operarios	**34**	**25**	**15**	**26**	**7**	**31**	**32**	**32**
119 Gastos de vida	5.363.045	5.441.557		7.586.260	7.785.194	45.106.249	13.291.222	26.062.659
131 Sueldos extraordinarios	1.604.627	697.706		744.220				
132 Jornales extraordinarios	9.367.959	4.494.204	5.976.300	4.440.881	851.175			
134 Sobretiempos diurnos y nocturnos	321.933.188	207.291.032	196.609.925	176.317.722	108.764.783	192.333.658	140.445.151	144.738.759
135 Bono dominical y nocturno	79.007.842	54.558.237	13.134.322	48.805.619	12.492.354	38.495.638	56.616.984	57.103.893
136 Días de descanso feriado	486.556.984	263.317.119	276.890.424	229.780.063	109.155.791	259.092.997	179.108.546	203.163.895
137 Bonificación por suplencia	996.593	510.916	101.667				86.497	
138 Tiempo de viaje	39.310.537	30.034.363	1.026.560	369.125	20.637			
139 Bonificación especial	154.800.000	104.000.000	62.800.000	102.400.000	35.200.000			1.464.000
140 Prima por razones de servicio profesional	960.000	800.000	960.000	960.000				1.280.000
149 Otras prestaciones contractuales	16.794.100	9.813.113	36.361.749	13.677.753	8.585.400	16.818.641	15.894.540	11.881.238
150 Primas por razones de servicio técnico	5.992.577	3.996.771	2.463.966	2.872.245	1.337.427	11.400.467	4.683.944	7.642.422
154 Gastos de comida lunch	132.889.179	79.736.908	61.265.345	79.999.082	24.787.237	82.348.650	75.533.310	74.719.130
159 Prima operadores despacho				2.423.077		1.400.000	4.200.000	3.776.923
167 Prima por riesgo eléctrico	91.478.022	61.195.803	52.734.911	53.384.964	23.134.314	97.126.594	35.117.098	40.213.766
Más: Importe de seguridad social	**436.640.712**	**275.133.127**	**214.839.381**	**311.563.614**	**89.255.624**	**293.895.660**	**310.411.252**	**299.807.831**
144 Medicinas	27.719.875	10.055.823	20.652.804	45.563.501	15.598.438	90.512.024	109.879.141	94.639.652
145 Exámenes de laboratorio	3.045.100	1.396.450	2.990.775	5.723.140	1.345.850	14.588.453	10.440.600	11.792.504
146 Otras prestaciones médicas	6.433.000	2.889.600	5.248.300	8.241.400	3.905.000	17.171.782	27.024.556	18.104.303
155 Cotización al seguro social	100.459.692	71.874.426	43.069.667	62.668.208	14.984.208	22.294.729	22.871.240	23.009.921
156 Ticket cesta	168.525.000	108.321.360	77.570.220	102.001.200	40.425.840	135.318.540	126.246.980	138.272.400
165 Aporte en cuanto a política habitacional	8.799.159	6.195.257	3.567.726	5.587.649	1.797.896	7.288.523	7.268.008	7.414.733
173 Seguro colectivo de hospitalización	108.143.786	64.385.395	55.080.751	74.115.708	8.008.426			
174 Aporte de la empresa al seguro personal	13.515.099	10.014.815	6.659.138	7.662.808	3.189.967	6.721.610	6.680.727	6.574.318

Tabla 7.2: Costes fijos reales de personal operativo (17 de 17). Continuación……

	Bolívar					Monagas		Delta Amacuro
Descripción	**Puerto Ordaz**	**San Felix**	**El Callao**	**Upata**	**Caicara del Orinoco**	**Maturín**	**Punta de Mata**	**Tucupita**
Nº de empleados operarios	34	25	15	26	7	31	32	32
Más: Otros costes del personal	**2.439.590.781**	**1.494.997.104**	**845.917.373**	**1.931.709.288**	**488.290.424**	**1.640.469.659**	**1.701.897.480**	**1.540.978.961**
Provisiones y otros	**2.439.470.803**	**1.494.997.104**	**845.498.295**	**1.931.428.216**	**488.290.424**	**1.640.452.203**	**1.701.773.300**	**1.540.863.522**
239 Útiles herramientas e implementos de trabajo	119.978		419.079	281.072		17.456	23.680	115.439
245 Equipos de protección							18.000	
343 Agua potable							82.500	
Total Costes de personal	**4.773.051.865**	**2.993.041.901**	**1.993.539.871**	**3.311.150.553**	**1.041.056.319**	**3.100.697.921**	**2.958.662.612**	**2.837.790.379**

Fuente: CADAFE. Estados financieros detallados 2006.

En la tabla precedente, hacemos mención a cuatro aspectos bien diferenciados: importe por nómina propiamente dicho, otras prestaciones contractuales, importe por seguridad social y otros costes relacionados con provisiones por vacaciones, antigüedad y jubilaciones, entre otros.

c) Otros costes fijos

En este rubro, incluiremos los costes relacionados con el mantenimiento y reparación de las instalaciones y parque automotor, así como lo que concierne a costes de oficina y otros gastos fijos.

En la tabla siguiente, mostramos el contenido de lo relatado en el párrafo anterior.

Tabla 7.3
Otros costes fijos en el proceso de distribución de energía (1 de 7)

	Táchira				Mérida			Barinas		
Descripción	**San Cristóbal**	**San Antonio**	**La Fría**	**La Pedrera**	**Mérida**	**El Vigía**	**Tovar**	**Barinas**	**Socopó**	**Libertad**
Coste de edificaciones	**0**	**172.048.723**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
383 Reparaciones de instalaciones		172.048.723								
Coste de vehículos	**0**	**7.018**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**378.000**	**0**	**0**
242 Cauchos y tripas								378.000		
385 Reparación de equipos de transporte		7.018								
Coste de oficina y administración	**8.261.047**	**4.109.135**	**5.386.796**	**3.591.130**	**1.307.550**	**3.849.907**	**1.340.642**	**704.372**	**1.024.250**	**3.337.975**
234 Productos químicos	55.614				90.000	2.139.825		17.221		635.088
246 Papelería, impresos y suministros	2.087.670				770.722	810.263	657.748	377.552		1.266.291
248 Cintas, tarjetas y formas continuas					446.828	899.819	682.894	309.600	1.024.250	1.436.596
359 Otros servicios externos	6.117.763	4.109.135	5.386.796	3.591.130						
Total otros costes fijos	**8.261.047**	**176.164.876**	**5.386.796**	**3.591.130**	**1.307.550**	**3.849.907**	**1.340.642**	**1.082.372**	**1.024.250**	**3.337.975**

Tabla 7.3: Otros costes fijos en el proceso de distribución de energía (2 de 7). Continuación……

	Trujillo					Portuguesa			Falcón	
Descripción	**Valera**	**Trujillo**	**Caja Seca**	**Sabana de Mendoza**	**Boconó**	**Acarigua**	**Guanare**	**Turén**	**Coro**	**Punto Fijo**
Coste de edificaciones	**0**	**0**	**0**	**2.592.000**	**0**	**318.635.658**	**249.038.998**	**177.181.155**	**214.995.173**	**255.622.125**
311 Alquileres de inmuebles				2.592.000						
333 Mantenimiento de instalaciones						146.586.935	128.183.205	107.804.754	6.215.123	
381 Reparaciones de inmuebles									4.170.092	
383 Reparaciones de instalaciones						172.048.723	120.855.794	69.376.401	204.609.959	255.622.125
Coste de oficina y administración	**2.167.071**	**0**	**1.465.812**	**1.057.278**	**1.342.156**	**10.291.595**	**55.263**	**7.719**	**1.646.800**	**1.847.025**
234 Productos químicos	283.965		570.000	294.000	258.000	4.861.901			28.000	
246 Papelería, impresos y suministros	405.798		878.268	733.278	470.156	23.840	18.421	7.719	872.000	1.416.000
248 Cintas, tarjetas y formas continuas	1.477.308		17.544	30.000	614.000	5.405.854	36.842		741.784	131.025
359 Otros servicios externos									5.016	300.000
Otros costes varios	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**10.864.119**	**9.365.570**
252 Materiales y suministros varios										289.474
312 Alquiler de equipos y bienes									10.864.119	9.076.096
Total otros recursos fijos	**2.167.071**	**0**	**1.465.812**	**3.649.278**	**1.342.156**	**328.927.253**	**249.094.262**	**177.188.875**	**227.506.092**	**266.834.720**

Tabla 7.3: Otros costes fijos en el proceso de distribución de energía (3 de 7). Continuación……

	Falcón			Cojedes			Carabobo			
Descripción	**Tucacas**	**Churuguara**	**Dabajuro**	**Yaritagua**	**San Carlos**	**Tinaquillo**	**Valencia Norte**	**Tocuyito**	**Valencia III Sur**	**Guacara**
Coste de edificaciones	**121.453.533**	**26.223.808**	**96.867.421**	**143.360**	**255.757.209**	**369.058.930**	**19.566.613**	**20.095.217**	**33.784.140**	**26.505.124**
241 Bombillas lámparas y luminarias						1.176.642				
249 Materiales de aseo y limpieza	328.050							54.860		131.636
331 Mantenimiento de inmuebles						4.357.868	3.000.000		1.512.865	7.000.000
333 Mantenimiento de instalaciones	6.964.072	1.872.534	7.285.728	143.360	110.986.500	295.625.966	12.844.713	20.040.358	7.376.645	11.947.132
345 Aseo urbano							1.683.000			
381 Reparaciones de inmuebles					10.546.663	6.790.000			22.684.629	
383 Reparaciones de instalaciones	114.161.411	24.351.274	89.581.693		134.224.045	61.108.453	2.038.900		2.210.000	7.426.356
Coste de vehículos	**0**	**0**	**0**	**0**	**167.242.172**	**110.061.892**	**220.360.386**	**134.844.279**	**182.198.193**	**90.664.135**
240 Repuestos y accesorios de vehículos					1.983.585	1.114.888				
242 Cauchos y tripas					13.923.019	6.451.200	7.918.792	14.772.997	9.384.642	3.814.000
243 Otros repuestos equipo de transporte					4.404.661	2.411.900	3.294.000	2.922.913	4.442.000	2.100.000
346 Mant., y estacionamiento vehículos					7.633.874	9.537.365	12.403.300	3.230.800	5.376.600	6.110.500
385 Reparación de equipos de transporte					139.297.033	90.546.539	196.744.294	113.917.569	162.994.950	78.639.635
Coste de oficina y administración	**5.591.400**	**2.705.033**	**1.531.184**	**1.773.602**	**6.629.737**	**2.731.426**	**10.916.175**	**6.706.875**	**30.677.204**	**6.885.445**
234 Productos químicos	800.000	40.000		566.000	1.130.000	533.900	4.235.098		18.779.950	736.246
246 Papelería, impresos y suministros	2.195.300	1.862.875	861.000	1.207.602	1.222.478	1.125.800	871.609	649.343	3.490.474	277.961
248 Cintas, tarjetas y formas continuas	809.300	352.158	416.184		4.277.259	1.071.726	2.336.890	1.203.753	388.912	1.914.440
352 Teléfonos									1.251.968	
349 Suscripciones a publicaciones	986.800									
359 Otros servicios externos	800.000	450.000	254.000				3.472.577	4.853.780	6.765.901	3.956.799
Otros costes varios	**23.000**	**0**	**17.840.046**	**729.999**	**528.000**	**146.375**	**30.160**	**123.000**	**370.764**	**70.694**
252 Materiales y suministros varios	23.000		61.404	729.999	528.000	146.375	30.160	123.000	370.764	70.694
312 Alquiler de equipos y bienes			17.778.642							
Total otros recursos fijos	**127.067.933**	**28.928.841**	**116.238.651**	**2.646.961**	**430.157.118**	**481.998.623**	**250.873.334**	**161.769.372**	**247.030.301**	**124.125.398**

Tabla 7.3: Otros costes fijos en el proceso de distribución de energía (4 de 7). Continuación……

	Carabobo		Aragua						Guárico	
Descripción	**Bejuma**	**Carlos Arvelo**	**Maracay Norte**	**Camatagua**	**La Victoria**	**Cagua**	**Maracay Sur**	**Villa de Cura**	**Valle de la Pascua**	**Calabozo**
Coste de edificaciones	**88.862.113**	**33.413.712**	**0**	**14.664.000**	**0**	**54.521.899**	**15.041.760**	**6.496.762**	**18.710.283**	**35.086.325**
311 Alquileres de inmuebles				14.664.000		40.608.000	4.032.000			
331 Mantenimiento de inmuebles	4.149.000									
333 Mantenimiento de instalaciones	36.095.611	33.413.712				13.913.899	11.009.760	6.496.762	18.710.283	35.086.325
381 Reparaciones de inmuebles	4.933.000									
383 Reparaciones de instalaciones	43.684.502									
Coste de vehículos	**223.545.288**	**149.473.527**	**54.311.132**	**9.011.667**	**39.556.586**	**47.433.238**	**44.560.877**	**25.438.019**	**42.560.570**	**11.673.509**
242 Cauchos y tripas	11.841.525	7.297.953	5.308.334		7.119.390	12.630.000	5.579.277	1.302.400	18.509.717	5.105.950
243 Otros repuestos equipo de transporte	5.813.400	2.990.000	10.134.833	5.239.100	7.506.938	6.284.240	8.310.122	3.182.919	10.897.971	4.709.752
346 Mantenim. y estacionamiento vehículos	7.719.500	4.613.750	2.067.228		1.038.640	343.421	813.018	179.000	1.433.105	275.000
385 Reparación de equipos de transporte	198.170.863	134.571.824	36.800.737	3.772.567	23.891.618	28.175.577	29.858.461	20.773.700	11.719.777	1.582.807
Coste de oficina y administración	**10.073.958**	**11.425.994**	**7.592.390**	**3.551.432**	**3.407.896**	**6.126.590**	**4.472.865**	**3.828.531**	**7.406.392**	**3.567.479**
234 Productos químicos	894.900	2.661.500	1.437.000			212.000		63.421	428.333	874.298
246 Papelería, impresos y suministros	577.500	2.013.817	2.250.500	1.229.400	246.720	828.328	856.900	1.691.350	2.590.164	1.104.094
248 Cintas, tarjetas y formas continuas	2.638.500	2.284.260	965.000	1.122.316	815.000	2.155.000	150.877	664.500		14.035
359 Otros servicios externos	5.963.058	4.466.417	2.939.890	1.199.716	2.346.176	2.931.262	3.465.088	1.409.260	4.387.895	1.575.053
Otros costes varios	**0**	**112.830**	**111.000**	**0**	**41.840**	**0**	**245.614**	**220.263**	**1.233.956**	**5.966.040**
252 Materiales y suministros varios		112.830	111.000		41.840		45.614	220.263	1.233.956	1.916.040
312 Alquiler de equipos y bienes							200.000			4.050.000
Total otros recursos fijos	**322.481.358**	**194.426.062**	**62.014.522**	**27.227.100**	**43.006.322**	**108.081.727**	**64.321.116**	**35.983.576**	**69.911.201**	**56.293.354**

Tabla 7.3: Otros costes fijos en el proceso de distribución de energía (5 de 7). Continuación……

	Guárico		Monagas	Miranda		Apure			Amazonas	Sucre
Descripción	**Zaraza**	**San Juan de los Morros**	**Altagracia de Orituco**	**Tuy**	**Barlovento**	**San Fernándo**	**Guadualito**	**Achaguas**	**Amazonas**	**Cumaná**
Coste de edificaciones	**192.284.184**	**17.113.221**	**15.982.587**	**13.241.060**	**85.305.802**	**5.790.000**	**0**	**7.060.000**	**562.400**	**128.146.834**
241 Bombillas lámparas y luminarias						4.050.000		3.000.000	562.400	2.241.810
311 Alquileres de inmuebles				3.200.000	2.512.400	1.740.000		4.060.000		
333 Mantenimiento de instalaciones	109.058.716	17.113.221	15.982.587	10.041.060	44.986.474					96.984.311
383 Reparaciones de instalaciones	83.225.469				37.806.928					28.920.713
Coste de vehículos	**16.008.651**	**22.481.479**	**9.232.153**	**21.067.028**	**20.015.585**	**64.347.088**	**62.109.987**	**80.446.889**	**102.754.908**	**4.171.260**
240 Repuestos y accesorios de vehículos	335.000								435.193	
242 Cauchos y tripas	701.754	1.706.000	3.717.548	6.277.500	9.552.000	5.676.000	6.065.487	4.513.000	25.719.158	
243 Otros repuestos equipo de transporte	9.501.227	17.340.616	4.337.344	10.112.066	9.649.265	3.551.588	13.471.079	4.714.972	51.830.009	1.658.700
346 Mantenim. y estacionamiento vehículos	55.000			3.110.637		227.000	156.000	50.000	1.131.403	
385 Reparación de equipos de transporte	5.415.670	3.434.864	1.177.261	1.566.825	814.320	54.892.500	42.417.421	71.168.916	23.639.145	2.512.560
Coste de oficina y administración	**20.980.660**	**707.900**	**911.446**	**4.774.000**	**2.706.352**	**10.046.404**	**6.044.957**	**8.379.875**	**10.453.122**	**2.543.059**
234 Productos químicos	829.255	112.141	19.386	774.000	650.088	164.500		16.140	2.747.314	2.076.500
246 Papelería, impresos y suministros	353.400	15.759	300.000	1.000.000	469.360	2.450.415	650.885	2.384.908	2.811.303	447.743
248 Cintas, tarjetas y formas continuas	864.104		173.333		390.000	672.000	475.000	1.837.000	4.363.505	18.816
352 Teléfonos			323.158							
359 Otros servicios externos	18.933.900	580.000	95.569	3.000.000	1.196.905	6.759.489	4.919.072	4.141.827	531.000	
Otros costes varios	**3.110.000**	**105.402**	**281.617**	**579.568**	**6.289.595**	**4.383.902**	**0**	**0**	**55.000**	**7.704.928**
252 Materiales y suministros varios		105.402	211.617	123.368	101.349	2.155.902			55.000	7.704.928
312 Alquiler de equipos y bienes	3.110.000		70.000	456.200	6.188.246	2.228.000				
Total otros recursos fijos	**232.383.495**	**40.408.003**	**26.407.803**	**39.661.656**	**114.317.334**	**84.567.394**	**68.154.944**	**95.886.764**	**113.825.430**	**142.566.080**

Tabla 7.3: Otros costes fijos en el proceso de distribución de energía (6 de 7). Continuación……

	Sucre				Anzoátegui		Bolívar			
Descripción	**Carupano**	**El Tigre**	**Barcelona**	**Puerto La Cruz**	**Clarines**	**Anaco**	**Puerto Ordaz**	**San Félix**	**El Callao**	**Upata**
Coste de edificaciones	**218.283.873**	**137.943.917**	**426.053.010**	**46.220.192**	**67.202.844**	**40.000.000**	**209.276.364**	**376.231.134**	**73.234.159**	**79.649.152**
241 Bombillas lámparas y luminarias		2.787.194								
249 Materiales de aseo y limpieza		123.202								
331 Mantenimiento de inmuebles		2.340.748								
333 Mantenimiento de instalaciones	218.283.873	92.537.376	416.334.100	33.227.115	44.154.036	40.000.000	203.298.364	376.031.134	73.234.159	79.649.152
381 Reparaciones de inmuebles		420.000								
383 Reparaciones de instalaciones		39.735.398	9.718.911	12.993.077	23.048.808		5.978.000	200.000		
Coste de vehículos	**115.852.513**	**27.382.597**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
242 Cauchos y tripas	3.061.600									
243 Otros repuestos equipo de transporte	35.957.300	4.995.719								
346 Mantenim., y estacionamiento vehículos	5.199.000	127.719								
385 Reparación de equipos de transporte	71.634.613	22.259.159								
Coste de oficina y administración	**3.947.770**	**5.828.975**	**1.405.381**	**5.392.479**	**887.022**	**3.282.888**	**7.555.775**	**4.473.005**	**5.873.972**	**3.663.541**
234 Productos químicos	532.000	4.182.699	463.944	4.290.660	818.022	1.332.000	972.000	213.158	11.800	200.000
246 Papelería, impresos y suministros	2.172.475	1.223.006	917.917	969.969	69.000	1.890.888	1.251.083	1.430.072	1.820.750	703.964
248 Cintas, tarjetas y formas continuas	1.243.295	368.183	23.520	131.850		60.000	35.643		2.039.600	107.787
359 Otros servicios externos		55.088					5.297.049	2.829.775	2.001.822	2.651.791
Otros costes varios	**1.703.377**	**750.348**	**193.586**	**13.596**	**0**	**38.002**	**0**	**195.873**	**0**	**0**
252 Materiales y suministros varios	1.703.377	750.348	193.586	13.596		38.002		195.873		
Total otros recursos fijos	**339.787.533**	**171.905.837**	**427.651.977**	**51.626.266**	**68.089.867**	**43.320.890**	**216.832.139**	**380.900.012**	**79.108.131**	**83.312.694**

Tabla 7.3: Otros costes fijos en el proceso de distribución de energía (7 de 7). Continuación……

	Bolivar	Monagas		Delta Amacuro	
Descripción	**Caicara del Orinoco**	**Maturín**	**Punta de Mata**	**Tucupita**	**Promedio nacional**
Coste de edificaciones	**15.457.076**	**828.924.762**	**1.864.619.063**	**1.434.597.798**	**8.909.545.473**
241 Bombillas lámparas y luminarias					13.818.046
249 Materiales de aseo y limpieza					637.748
311 Alquileres de inmuebles					73.408.400
331 Mantenimiento de inmuebles		54.257			22.414.739
333 Mantenimiento de instalaciones	15.457.076	656.370.505	1.864.619.063	1.406.516.398	6.832.482.097
345 Aseo urbano					1.683.000
381 Reparaciones de inmuebles					49.544.385
383 Reparaciones de instalaciones		172.500.000		28.081.399	1.915.557.059
Coste de vehículos	**0**	**0**	**2.246.599**	**0**	**2.101.437.226**
240 Repuestos y accesorios de vehículos			2.246.599		6.115.264
242 Cauchos y tripas					198.327.242
243 Otros repuestos y accesorios equipo de transporte					251.764.635
346 Mantenimiento y estacionamiento vehículos					72.831.861
385 Reparación de equipos de transporte					1.572.398.223
Coste de oficina y administración	**1.025.388**	**6.000.000**	**34.000**	**111.800**	**307.424.907**
234 Productos químicos					63.031.865
246 Papelería, impresos y suministros		6.000.000		111.800	67.393.638
248 Cintas, tarjetas y formas continuas			34.000		49.672.093
352 Teléfonos					1.575.126
349 Suscripciones a publicaciones					986.800
359 Otros servicios externos	1.025.388				124.765.385
Otros costes varios	**0**	**0**	**28.068**	**0**	**73.456.131**
252 Materiales y suministros varios			28.068		19.434.829
312 Alquiler de equipos y bienes					54.021.303
Total otros recursos fijos	**16.482.464**	**834.924.762**	**1.866.927.730**	**1.434.709.598**	**11.391.863.737**

Fuente: Diseño propio a partir de: Datos suministrados por la empresa CADAFE (2006).

Los costes se centralizan en su mayoría en los conceptos de reparación de instalaciones y vehículos. La explicación de estos costes, al igual que en las actividades anteriores, se fundamenta en el hecho de que el personal se destina a efectuar diagnósticos y reparaciones en las subestaciones y líneas de distribución, lo cual amerita costes adicionales por el uso continuado del parque automotor.

d) Capacidad normal de distribución de energía

El punto de partida lo constituye la carga instalada medida en GW[68]. Dicha carga instalada nos indica el número de GW que el distrito técnico puede distribuir en una hora. Ahora bien, dicha carga debe ser depurada de manera que se elimine la llamada ociosidad normal (es decir, el número de GW perdidos por las propias características del proceso de distribución de la energía). Hablaremos así de la carga instalada depurada:

a)

Carga instalada depurada = Carga instalada (GW) – Ociosidad normal

La ociosidad normal se estima linealmente en promedios que ascienden al 5%, aproximadamente.

Una vez eliminada la ociosidad normal, calcularemos el nº de KW que cada distrito técnico podría distribuir a lo largo del año. Para ello, el nº de GW que puede ser distribuido en una hora (carga instalada depurada) deberá multiplicarse por el nº de horas que la central o distrito técnico está en funcionamiento a lo largo del período en cuestión y también por 1.000.000 (1 GW equivale a 1.000.000 KW).

---

[68] Carga instalada en distribución. Constituida por la energía máxima a distribuir y ajustada en función del factor de uso de las líneas de distribución.

La clave radica, por lo tanto, en determinar cuántas horas puede estar activa la central de distribución a lo largo del año. Para ello, procederemos de la siguiente manera:

b)

Horas de actividad por año = (365 días x 24 horas) – (Σ Tiempo normal de interrupción del servicio, TTI.)

Atendiendo lo comentado anteriormente:

c)

KWh potenciales por año = Carga instalada depurada x 1.000.000 x horas de actividad por año

Finalmente, para obtener la capacidad normal de distribución de la energía, no nos queda sino restar a los KW calculados en el paso anterior la energía consumida por las centrales y subestaciones (KW registrados como autoconsumo).

d)

CND = KWh potenciales por año – KWh destinados a autoconsumo

Tabla 7.4
Capacidad normal de distribución (1 de 9)

		Táchira				Mérida			Barinas
Descripción	**Unid**	**San Cristóbal**	**San Antonio**	**La Fría**	**La Pedrera**	**Mérida**	**El Vigía**	**Tovar**	**Barinas**
Carga instalada por hora (a)	**GW**	0,6045	0,2640	0,3969	0,1807	0,3088	0,1860	0,1265	0,4795
Promedio de ociosidad normal (b)	**%**	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Ociosidad normal (a)x(b) = (c)	**GW**	0,03	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02
Carga instalada depurada por hora (a)-(c) = (d)	**GW**	0,57432	0,25080	0,37705	0,17168	0,29340	0,17669	0,12021	0,45553
Tiempo máximo de distribución por planta 365x24 = (e)	**Horas**	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Carga instalada depurada anual (d)* (e) = (f)	**GWh**	5.031	2.197	3.303	1.504	2.570	1.548	1.053	3.990
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo (d) * 720 = (g)	**GWh**	413,51	180,58	271,47	123,61	211,25	127,21	86,55	327,98
Kilowatios potenciales por año ((f)-(g))x1000000 = (h)	**KWh**	4.617.507.072	2.016.432.000	3.031.445.820	1.380.316.446	2.358.942.834	1.420.553.430	966.527.796	3.662.482.104
KWh por autoconsumo (i)	**KWh**	2.816.679	1.230.024	1.849.182	841.993	1.438.955	866.538	589.582	2.234.114
Capacidad normal de distribución (h)-(i)= (j)	**KWh**	4.614.690.393	2.015.201.976	3.029.596.638	1.379.474.453	2.357.503.879	1.419.686.892	965.938.214	3.660.247.990

Tabla 7.4: Capacidad normal de distribución (2 de 9). Continuación….

		Barinas		Trujillo				
Descripción	**Unid**	**Socopó**	**Libertad**	**Valera**	**Trujillo**	**Caja Seca**	**Sabana de Mendoza**	**Boconó**
Carga instalada por hora (a)	**GW**	0,0932	0,1004	0,3153	0,2060	0,1690	0,0764	0,0610
Promedio de ociosidad normal (b)	**%**	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Ociosidad normal (a)x(b) = (c)	**GW**	0,0047	0,0050	0,0158	0,0103	0,0084	0,0038	0,0031
Carga instalada depurada por hora (a)-(c) = (d)	**GW**	0,08856	0,09538	0,29950	0,19566	0,16051	0,07259	0,05798
Tiempo máximo de distribución por planta 365x24 = (e)	**Horas**	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Carga instalada depurada anual (d)* (e) = (f)	**GWh**	776	836	2.624	1.714	1.406	636	508
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo (d) * 720 = (g)	**GWh**	63,76	68,67	215,64	140,88	115,57	52,26	41,75
Kilowatios potenciales por año ((f)-(g))x1000000 = (h)	**KWh**	711.983.808	766.832.286	2.407.963.518	1.573.122.480	1.290.501.204	583.619.580	466.170.054
KWh por autoconsumo (i)	**KWh**	434.310	467.768	1.468.858	959.605	787.206	356.008	284.364
Capacidad normal de distribución (h)-(i)= (j)	**KWh**	711.549.498	766.364.518	2.406.494.660	1.572.162.875	1.289.713.998	583.263.572	465.885.690

Tabla 7.4: Capacidad normal de distribución (3 de 9). Continuación….

		Portuguesa			Falcón			
Descripción	**Unid**	**Acarigua**	**Guanare**	**Turén**	**Coro**	**Punto Fijo**	**Tucacas**	**Churuguara**
Carga instalada por hora (a)	**GW**	0,5237	0,2145	0,1445	0,3391	0,4277	0,3113	0,0086
Promedio de ociosidad normal (b)	**%**	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Ociosidad normal (a)x(b) = (c)	**GW**	0,0262	0,0107	0,0072	0,0170	0,0214	0,0156	0,0004
Carga instalada depurada por hora (a)-(c) = (d)	**GW**	0,49756	0,20376	0,13725	0,32213	0,40635	0,29575	0,00815
Tiempo máximo de distribución por planta 365x24 = (e)	**Horas**	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Carga instalada depurada anual (d)* (e) = (f)	**GWh**	4.359	1.785	1.202	2.822	3.560	2.591	71
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo (d) * 720 = (g)	**GWh**	358,24	146,71	98,82	231,94	292,58	212,94	5,87
Kilowatios potenciales por año ((f)-(g))x1000000 = (h)	**KWh**	4.000.379.586	1.638.244.068	1.103.507.688	2.589.954.144	3.267.093.396	2.377.831.608	65.549.316
KWh por autoconsumo (i)	**KWh**	2.440.232	999.329	673.140	1.579.872	1.992.927	1.450.477	39.985
Capacidad normal de distribución (h)-(i)= (j)	**KWh**	3.997.939.354	1.637.244.739	1.102.834.548	2.588.374.272	3.265.100.469	2.376.381.131	65.509.331

Tabla 7.4: Capacidad normal de distribución (4 de 9). Continuación….

		Falcón	Cojedes			Carabobo		
Descripción	**Unid**	**Dabajuro**	**Yaritagua**	**San Carlos**	**Tinaquillo**	**Valencia Norte**	**Tocuyito**	**Valencia III Sur**
Carga instalada por hora (a)	**GW**	0,0546	0,2189	0,3025	0,0972	0,2490	0,1952	0,5725
Promedio de ociosidad normal (b)	**%**	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Ociosidad normal (a)x(b) = (c)	**GW**	0,0027	0,0109	0,0151	0,0049	0,0124	0,0098	0,0286
Carga instalada depurada por hora (a)-(c) = (d)	**GW**	0,05186	0,20800	0,28742	0,09231	0,23653	0,18542	0,54391
Tiempo máximo de distribución por planta 365x24 = (e)	**Horas**	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Carga instalada depurada anual (d)* (e) = (f)	**GWh**	454	1.822	2.518	809	2.072	1.624	4.765
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo (d) * 720 = (g)	**GWh**	37,34	149,76	206,94	66,46	170,30	133,51	391,61
Kilowatios potenciales por año ((f)-(g))x1000000 = (h)	**KWh**	416.920.230	1.672.317.186	2.310.823.434	742.146.270	1.901.701.602	1.490.807.754	4.372.999.416
KWh por autoconsumo (i)	**KWh**	254.321	1.020.113	1.409.602	452.709	1.160.038	909.393	2.667.530
Capacidad normal de distribución (h)-(i)= (j)	**KWh**	416.665.909	1.671.297.073	2.309.413.832	741.693.561	1.900.541.564	1.489.898.361	4.370.331.886

Tabla 7.4: Capacidad normal de distribución (5 de 9). Continuación….

		Carabobo			Aragua			
Descripción	**Unid**	**Guacara**	**Bejuma**	**Carlos Arvelo**	**Maracay Norte**	**Camatagua**	**La Victoria**	**Cagua**
Carga instalada por hora (a)	**GW**	0,3734	0,1047	0,1587	0,6405	0,0721	0,3031	0,8855
Promedio de ociosidad normal (b)	**%**	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Ociosidad normal (a)x(b) = (c)	**GW**	0,0187	0,0052	0,0079	0,0320	0,0036	0,0152	0,0443
Carga instalada depurada por hora (a)-(c) = (d)	**GW**	0,35477	0,09944	0,15076	0,60847	0,06846	0,28795	0,84119
Tiempo máximo de distribución por planta 365x24 = (e)	**Horas**	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Carga instalada depurada anual (d)* (e) = (f)	**GWh**	3.108	871	1.321	5.330	600	2.522	7.369
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo (d) * 720 = (g)	**GWh**	255,44	71,60	108,55	438,10	49,29	207,32	605,65
Kilowatios potenciales por año ((f)-(g))x1000000 = (h)	**KWh**	2.852.380.548	799.507.650	1.212.104.772	4.892.123.724	550.440.108	2.315.093.076	6.763.128.204
KWh por autoconsumo (i)	**KWh**	1.739.952	487.700	739.384	2.984.195	335.768	1.412.207	4.125.508
Capacidad normal de distribución (h)-(i)= (j)	**KWh**	2.850.640.596	799.019.950	1.211.365.388	4.889.139.529	550.104.340	2.313.680.869	6.759.002.696

Tabla 7.4: Capacidad normal de distribución (6 de 9). Continuación….

		Aragua		Guarico				Monagas
Descripción	**Unid**	**Maracay Sur**	**Villa de Cura**	**Valle de la Pascua**	**Calabozo**	**Zaraza**	**San Juan de los Morros**	**Altagracia de Orituco**
Carga instalada por hora (a)	**GW**	0,2889	0,1364	0,2032	0,1648	0,1295	0,1009	0,0433
Promedio de ociosidad normal (b)	**%**	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Ociosidad normal (a)x(b) = (c)	**GW**	0,0144	0,0068	0,0102	0,0082	0,0065	0,0050	0,0022
Carga instalada depurada por hora (a)-(c) = (d)	**GW**	0,27449	0,12961	0,19305	0,15657	0,12304	0,09586	0,04109
Tiempo máximo de distribución por planta 365x24 = (e)	**Horas**	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Carga instalada depurada anual (d)* (e) = (f)	**GWh**	2.405	1.135	1.691	1.372	1.078	840	360
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo (d) * 720 = (g)	**GWh**	197,63	93,32	139,00	112,73	88,59	69,02	29,59
Kilowatios potenciales por año ((f)-(g))x1000000 = (h)	**KWh**	2.206.916.082	1.042.075.254	1.552.148.532	1.258.834.056	989.243.208	770.674.200	330.366.414
KWh por autoconsumo (i)	**KWh**	1.346.219	635.666	946.811	767.889	603.438	470.111	201.524
Capacidad normal de distribución (h)-(i)= (j)	**KWh**	2.205.569.863	1.041.439.588	1.551.201.721	1.258.066.167	988.639.770	770.204.089	330.164.890

Tabla 7.4: Capacidad normal de distribución (7 de 9). Continuación….

		Miranda		Apure			Amazonas	Sucre
Descripción	**Unid**	**Tuy**	**Barlovento**	**San Fernando**	**Guadualito**	**Achaguas**	**Amazonas**	**Cumaná**
Carga instalada por hora (a)	**GW**	0,9515	0,6447	0,1354	0,0555	0,0206	0,0828	0,6532
Promedio de ociosidad normal (b)	**%**	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Ociosidad normal (a)x(b) = (c)	**GW**	0,0476	0,0322	0,0068	0,0028	0,0010	0,0041	0,0327
Carga instalada depurada por hora (a)-(c) = (d)	**GW**	0,90390	0,61246	0,12861	0,05271	0,01958	0,07862	0,62051
Tiempo máximo de distribución por planta 365x24 = (e)	**Horas**	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Carga instalada depurada anual (d)* (e) = (f)	**GWh**	7.918	5.365	1.127	462	171	689	5.436
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo (d) * 720 = (g)	**GWh**	650,81	440,97	92,60	37,95	14,09	56,61	446,76
Kilowatios potenciales por año ((f)-(g))x1000000 = (h)	**KWh**	7.267.343.136	4.924.165.134	1.034.032.440	423.809.706	157.388.628	632.090.328	4.988.866.632
KWh por autoconsumo (i)	**KWh**	4.433.079	3.003.741	630.760	258.524	96.007	385.575	3.043.209
Capacidad normal de distribución (h)-(i)= (j)	**KWh**	7.262.910.057	4.921.161.393	1.033.401.680	423.551.182	157.292.621	631.704.753	4.985.823.423

Tabla 7.4: Capacidad normal de distribución (8 de 9). Continuación….

		Sucre				Anzoátegui		Bolívar
Descripción	**Unid**	**Carupano**	**El Tigre**	**Barcelona**	**Puerto La Cruz**	**Clarines**	**Anaco**	**Puerto Ordaz**
Carga instalada por hora (a)	**GW**	0,2279	0,4608	0,4675	0,3569	0,2373	0,3655	0,6617
Promedio de ociosidad normal (b)	**%**	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Ociosidad normal (a)x(b) = (c)	**GW**	0,0114	0,0230	0,0234	0,0178	0,0119	0,0183	0,0331
Carga instalada depurada por hora (a)-(c) = (d)	**GW**	0,21647	0,43779	0,44414	0,33910	0,22539	0,34718	0,62861
Tiempo máximo de distribución por planta 365x24 = (e)	**Horas**	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Carga instalada depurada anual (d)* (e) = (f)	**GWh**	1.896	3.835	3.891	2.971	1.974	3.041	5.507
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo (d) * 720 = (g)	**GWh**	155,86	315,21	319,78	244,15	162,28	249,97	452,60
Kilowatios potenciales por año ((f)-(g))x1000000 = (h)	**KWh**	1.740.425.232	3.519.827.178	3.570.856.656	2.726.353.548	1.812.146.052	2.791.314.738	5.053.995.858
KWh por autoconsumo (i)	**KWh**	1.061.659	2.147.095	2.178.223	1.663.076	1.105.409	1.702.702	3.082.937
Capacidad normal de distribución (h)-(i)= (j)	**KWh**	1.739.363.573	3.517.680.083	3.568.678.433	2.724.690.472	1.811.040.643	2.789.612.036	5.050.912.921

Tabla 7.4: Capacidad normal de distribución (9 de 9). Continuación….

		Bolivar				Monagas		Delta Amacuro
Descripción	**Unid**	**San Félix**	**El Callao**	**Upata**	**Caicara del Orinoco**	**Maturín**	**Punta de Mata**	**Tucupita**
Carga instalada por hora (a)	**GW**	0,2876	0,1596	0,0813	0,0172	0,5770	0,2097	0,2368
Promedio de ociosidad normal (b)	**%**	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Ociosidad normal (a)x(b) = (c)	**GW**	0,0144	0,0080	0,0041	0,0009	0,0288	0,0105	0,0118
Carga instalada depurada por hora (a)-(c) = (d)	**GW**	0,27325	0,15161	0,07719	0,01636	0,54811	0,19925	0,22494
Tiempo máximo de distribución por planta 365x24 = (e)	**Horas**	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Carga instalada depurada anual (d)* (e) = (f)	**GWh**	2.394	1.328	676	143	4.801	1.745	1.970
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo (d) * 720 = (g)	**GWh**	196,74	109,16	55,58	11,78	394,64	143,46	161,96
Kilowatios potenciales por año ((f)-(g))x1000000 = (h)	**KWh**	2.196.963.768	1.218.963.696	620.640.966	131.533.998	4.406.789.928	1.601.955.930	1.808.540.916
KWh por autoconsumo (i)	**KWh**	1.340.148	743.568	378.591	80.236	2.688.142	977.193	1.103.210
Capacidad normal de distribución (h)-(i)= (j)	**KWh**	2.195.623.620	1.218.220.128	620.262.375	131.453.762	4.404.101.786	1.600.978.737	1.807.437.706

Fuente: CADAFE. Estados financieros detallados 2006.

Siguiendo con el procedimiento descrito en el encabezado de este punto, en la tabla precedente mostramos la capacidad normal de distribución registrada por cada uno de los distritos técnicos de distribución.

e) Coeficiente de actividad de distribución

El coeficiente de actividad mide el nivel de aprovechamiento de los recursos estructurales y constituye la base para determinar la cuantía de costes fijos que debe imputarse como coste del servicio. Para ello, lo hallaremos bajo la siguiente formula.

$$\mathbf{C.A} = \frac{\textbf{Actividad real de distribución}}{\textbf{Capacidad normal de distribución}} = \frac{\textbf{ARD}}{\textbf{CND}}$$

La fórmula es similar a las ya planteadas en las actividades anteriores. No obstante, cuando queremos cuantificar la actividad real de distribución, nos encontramos con que no tenemos un medio que nos permita medir la energía real entregada a los usuarios finales del servicio.

En principio, la energía entregada o facturada debería ser toda la distribuida. Sin embargo, como ya vimos en capítulos anteriores, esto no es así, ya que, las deficiencias en los aparatos de medición hacen que no todo lo distribuido se facture.

Por lo tanto, ¿cómo solucionar el problema? Yendo aguas arriba en el proceso y partiendo de la energía transmitida y de la llamada generación distribuida[69] que se recibe en las subestaciones de distribución. No obstante, es preciso tener en cuenta que no toda la energía recibida se distribuye realmente. Es decir, para estimar la cantidad de energía distribuida, habría que tomar en cuenta los mismos factores correctores que consideramos para calcular la capacidad normal de distribución. La diferencia radica en que, en lugar de partir de la carga máxima instalada (como

---

[69] Generación distribuida - Se refiere a la energía generada a través de plantas termoeléctricas móviles alimentadas con gas o gasoil. Su capacidad es de 20 a 40 MV y su conexión se produce a través de líneas de distribución en 34.5 o 13.8

hacíamos para calcular la capacidad normal), ahora partiremos de la energía recibida. En consecuencia, los ajustes a realizar serían los siguientes:

a)

Energía recibida depurada = Energía recibida anual (a partir de transmisión + generación distribuida en GWh) – Ociosidad normal

b)

Energía recibida distribuible = Energía recibida depurada – Energía no distribuida por mantenimiento preventivo

c)

Actividad real de distribución (ARD) = Energía recibida distribuible - KW destinados a autoconsumo

En la tabla siguiente, mostramos los resultados obtenidos producto de esta comparación.

Tabla 7.5
Coeficiente de actividad de distribución (1 de 10)

		Táchira				Mérida		
Descripción	**Unid**	**San Cristóbal**	**San Antonio**	**La Fría**	**La Pedrera**	**Mérida**	**El Vigía**	**Tovar**
Capacidad normal de distribución (a)	**KWh**	4.614.690.393	2.015.201.976	3.029.596.638	1.379.474.453	2.357.503.879	1.419.686.892	965.938.214
Energía anual recibida a modo de generación distribuida (b)	**KWh**	158.240.076	59.420.006	103.873.738	28.866.180	0	0	0
Energía anual recibida a partir de transmisión (c)	**KWh**	727.579.200	273.209.933	477.605.754	132.725.113	689.548.642	366.631.403	177.639.955
Total energía recibida (b) + (c) = (d)	**KWh**	885.819.276	332.629.940	581.479.492	161.591.292	689.548.642	366.631.403	177.639.955
Promedio de ociosidad normal (e)	**%**	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Ociosidad normal (f)	**KWh**	44.290.964	16.631.497	29.073.975	8.079.565	34.477.432	18.331.570	8.881.998
Energía recibida depurada (d) - (f) = (g)	**KWh**	841.528.312	315.998.443	552.405.517	153.511.728	655.071.210	348.299.833	168.757.957
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo ((g) / 365*24 = 8760)* 720 = (h)	**KWh**	69.166.711	25.972.475	45.403.193	12.617.402	53.841.469	28.627.384	13.870.517
Kilowatios potenciales por año (g) - (h) = (i)	**KWh**	772.361.602	290.025.968	507.002.324	140.894.326	601.229.741	319.672.449	154.887.440
KWh por autoconsumo (j)	**KWh**	471.141	176.916	309.271	85.946	366.750	195.000	94.481
Actividad real de distribución (i) - (j) = (k)	**KWh**	771.890.461	289.849.052	506.693.053	140.808.380	600.862.991	319.477.449	154.792.959
Coeficiente de actividad (k) / (a) = (l)	**%**	**16,7268%**	**14,3831%**	**16,7248%**	**10,2074%**	**25,4873%**	**22,5034%**	**16,0251%**

Tabla 7.5: Coeficiente de actividad de distribución (2 de 10)

		Barinas			Trujillo			
Descripción	**Unid**	**Barinas**	**Socopó**	**Libertad**	**Valera**	**Trujillo**	**Caja Seca**	**Sabana de Mendoza**
Capacidad normal de distribución (a)	**KWh**	3.660.247.990	711.549.498	766.364.518	2.406.494.660	1.572.162.875	1.289.713.998	583.263.572
Energía anual recibida a modo de generación distribuida (b)	**KWh**	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual recibida a partir de transmisión (c)	**KWh**	920.614.500	148.713.544	160.075.604	717.035.611	305.475.464	326.324.736	133.480.178
Total energía recibida (b) + (c) = (d)	**KWh**	920.614.500	148.713.544	160.075.604	717.035.611	305.475.464	326.324.736	133.480.178
Promedio de ociosidad normal (e)	**%**	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Ociosidad normal (f)	**KWh**	46.030.725	7.435.677	8.003.780	35.851.781	15.273.773	16.316.237	6.674.009
Energía recibida depurada (d) - (f) = (g)	**KWh**	874.583.775	141.277.866	152.071.823	681.183.830	290.201.691	310.008.499	126.806.169
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo ((g) / 365*24 = 8760)* 720 = (h)	**KWh**	71.883.598	11.611.879	12.499.054	55.987.712	23.852.194	25.480.151	10.422.425
Kilowatios potenciales por año (g) - (h) = (i)	**KWh**	802.700.177	129.665.987	139.572.769	625.196.118	266.349.497	284.528.348	116.383.745
KWh por autoconsumo (j)	**KWh**	489.647	79.096	85.139	381.370	162.473	173.562	70.994
Actividad real de distribución (i) - (j) = (k)	**KWh**	802.210.530	129.586.891	139.487.630	624.814.749	266.187.024	284.354.786	116.312.751
Coeficiente de actividad (k) / (a) = (l)	**%**	**21,9168%**	**18,2119%**	**18,2012%**	**25,9637%**	**16,9313%**	**22,0479%**	**19,9417%**

Tabla 7.5: Coeficiente de actividad de distribución (3 de 10)

		Trujillo	Portuguesa			Falcón		
Descripción	**Unid**	**Boconó**	**Acarigua**	**Guanare**	**Turén**	**Coro**	**Punto Fijo**	**Tucacas**
Capacidad normal de distribución (a)	**KWh**	465.885.690	3.997.939.354	1.637.244.739	1.102.834.548	2.588.374.272	3.265.100.469	2.376.381.131
Energía anual recibida a modo de generación distribuida (b)	**KWh**	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual recibida a partir de transmisión (c)	**KWh**	88.374.011	1.073.067.455	491.924.459	286.544.439	727.317.398	1.131.233.518	648.873.931
Total energía recibida (b) + (c) = (d)	**KWh**	88.374.011	1.073.067.455	491.924.459	286.544.439	727.317.398	1.131.233.518	648.873.931
Promedio de ociosidad normal (e)	**%**	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Ociosidad normal (f)	**KWh**	4.418.701	53.653.373	24.596.223	14.327.222	36.365.870	56.561.676	32.443.697
Energía recibida depurada (d) - (f) = (g)	**KWh**	83.955.311	1.019.414.083	467.328.236	272.217.217	690.951.528	1.074.671.842	616.430.234
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo ((g) / 365*24 = 8760)* 720 = (h)	**KWh**	6.900.436	83.787.459	38.410.540	22.374.018	56.790.537	88.329.192	50.665.499
Kilowatios potenciales por año (g) - (h) = (i)	**KWh**	77.054.874	935.626.624	428.917.696	249.843.199	634.160.992	986.342.649	565.764.735
KWh por autoconsumo (j)	**KWh**	47.003	570.732	261.640	152.404	386.838	601.669	345.116
Actividad real de distribución (i) - (j) = (k)	**KWh**	77.007.871	935.055.892	428.656.056	249.690.795	633.774.153	985.740.980	565.419.619
Coeficiente de actividad (k) / (a) = (l)	**%**	**16,5293%**	**23,3884%**	**26,1816%**	**22,6408%**	**24,4854%**	**30,1902%**	**23,7933%**

Tabla 7.5: Coeficiente de actividad de distribución (4 de 10)

		Falcón		Cojedes			Carabobo	
Descripción	**Unid**	**Churuguara**	**Dabajuro**	**Yaritagua**	**San Carlos**	**Tinaquillo**	**Valencia Norte**	**Tocuyito**
Capacidad normal de distribución (a)	**KWh**	65.509.331	416.665.909	1.671.297.073	2.309.413.832	741.693.561	1.900.541.564	1.489.898.361
Energía anual recibida a modo de generación distribuida (b)	**KWh**	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual recibida a partir de transmisión (c)	**KWh**	25.403.821	96.525.264	783.180.000	532.921.631	366.687.338	966.055.441	567.072.890
Total energía recibida (b) + (c) = (d)	**KWh**	25.403.821	96.525.264	783.180.000	532.921.631	366.687.338	966.055.441	567.072.890
Promedio de ociosidad normal (e)	**%**	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Ociosidad normal (f)	**KWh**	1.270.191	4.826.263	39.159.000	26.646.082	18.334.367	48.302.772	28.353.645
Energía recibida depurada (d) - (f) = (g)	**KWh**	24.133.630	91.699.000	744.021.000	506.275.549	348.352.971	917.752.669	538.719.246
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo ((g) / 365*24 = 8760)* 720 = (h)	**KWh**	1.983.586	7.536.904	61.152.411	41.611.689	28.631.751	75.431.726	44.278.294
Kilowatios potenciales por año (g) - (h) = (i)	**KWh**	22.150.044	84.162.096	682.868.589	464.663.860	319.721.220	842.320.942	494.440.951
KWh por autoconsumo (j)	**KWh**	13.512	51.339	416.550	283.445	195.030	513.816	301.609
Actividad real de distribución (i) - (j) = (k)	**KWh**	22.136.532	84.110.757	682.452.039	464.380.415	319.526.190	841.807.127	494.139.342
Coeficiente de actividad (k) / (a) = (l)	**%**	**33,7914%**	**20,1866%**	**40,8337%**	**20,1082%**	**43,0806%**	**44,2930%**	**33,1660%**

Tabla 7.5: Coeficiente de actividad de distribución (5 de 10)

		Carabobo				Aragua		
Descripción	**Unid**	**Valencia III Sur**	**Guacara**	**Bejuma**	**Carlos Arvelo**	**Maracay Norte**	**Camatagua**	**La Victoria**
Capacidad normal de distribución (a)	**KWh**	4.370.331.886	2.850.640.596	799.019.950	1.211.365.388	4.889.139.529	550.104.340	2.313.680.869
Energía anual recibida a modo de generación distribuida (b)	**KWh**	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual recibida a partir de transmisión (c)	**KWh**	2.322.758.095	1.343.035.401	337.024.337	699.020.938	1.312.802.705	85.198.449	538.419.067
Total energía recibida (b) + (c) = (d)	**KWh**	2.322.758.095	1.343.035.401	337.024.337	699.020.938	1.312.802.705	85.198.449	538.419.067
Promedio de ociosidad normal (e)	**%**	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Ociosidad normal (f)	**KWh**	116.137.905	67.151.770	16.851.217	34.951.047	65.640.135	4.259.922	26.920.953
Energía recibida depurada (d) - (f) = (g)	**KWh**	2.206.620.190	1.275.883.631	320.173.120	664.069.891	1.247.162.569	80.938.527	511.498.113
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo ((g) / 365*24 = 8760)* 720 = (h)	**KWh**	181.366.043	104.867.148	26.315.599	54.581.087	102.506.513	6.652.482	42.040.941
Kilowatios potenciales por año (g) - (h) = (i)	**KWh**	2.025.254.147	1.171.016.483	293.857.521	609.488.804	1.144.656.057	74.286.045	469.457.172
KWh por autoconsumo (j)	**KWh**	1.235.405	714.320	179.253	371.788	698.240	45.314	286.369
Actividad real de distribución (i) - (j) = (k)	**KWh**	2.024.018.742	1.170.302.163	293.678.268	609.117.016	1.143.957.817	74.240.731	469.170.804
Coeficiente de actividad (k) / (a) = (l)	**%**	**46,3127%**	**41,0540%**	**36,7548%**	**50,2835%**	**23,3979%**	**13,4958%**	**20,2781%**

Tabla 7.5: Coeficiente de actividad de distribución (6 de 10)

		Aragua			Guárico			
Descripción	**Unid**	**Cagua**	**Maracay Sur**	**Villa de Cura**	**Valle de la Pascua**	**Calabozo**	**Zaraza**	**San Juan de los Morros**
Capacidad normal de distribución (a)	**KWh**	6.759.002.696	2.205.569.863	1.041.439.588	1.551.201.721	1.258.066.167	988.639.770	770.204.089
Energía anual recibida a modo de generación distribuida (b)	**KWh**	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual recibida a partir de transmisión (c)	**KWh**	1.985.475.204	734.463.334	299.951.242	429.495.077	396.778.466	124.239.541	328.300.449
Total energía recibida (b) + (c) = (d)	**KWh**	1.985.475.204	734.463.334	299.951.242	429.495.077	396.778.466	124.239.541	328.300.449
Promedio de ociosidad normal (e)	**%**	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Ociosidad normal (f)	**KWh**	99.273.760	36.723.167	14.997.562	21.474.754	19.838.923	6.211.977	16.415.022
Energía recibida depurada (d) - (f) = (g)	**KWh**	1.886.201.444	697.740.167	284.953.680	408.020.323	376.939.542	118.027.564	311.885.426
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo ((g) / 365*24 = 8760)* 720 = (h)	**KWh**	155.030.256	57.348.507	23.420.850	33.535.917	30.981.332	9.700.896	25.634.419
Kilowatios potenciales por año (g) - (h) = (i)	**KWh**	1.731.171.188	640.391.660	261.532.829	374.484.406	345.958.210	108.326.668	286.251.008
KWh por autoconsumo (j)	**KWh**	1.056.014	390.639	159.535	228.435	211.035	66.079	174.613
Actividad real de distribución (i) - (j) = (k)	**KWh**	1.730.115.174	640.001.021	261.373.294	374.255.971	345.747.176	108.260.589	286.076.395
Coeficiente de actividad (k) / (a) = (l)	**%**	**25,5972%**	**29,0175%**	**25,0973%**	**24,1268%**	**27,4824%**	**10,9505%**	**37,1429%**

Tabla 7.5: Coeficiente de actividad de distribución (7 de 10)

		Monagas	Miranda		Apure			Amazonas
Descripción	**Unid**	**Altagracia de Orituco**	**Tuy**	**Barlovento**	**San Fernando**	**Guadualito**	**Achaguas**	**Amazonas**
Capacidad normal de distribución (a)	**KWh**	330.164.890	7.262.910.057	4.921.161.393	1.033.401.680	423.551.182	157.292.621	631.704.753
Energía anual recibida a modo de generación distribuida (b)	**KWh**	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual recibida a partir de transmisión (c)	**KWh**	113.441.370	1.607.352.281	935.617.719	555.943.586	243.822.337	92.000.544	226.129.473
Total energía recibida (b) + (c) = (d)	**KWh**	113.441.370	1.607.352.281	935.617.719	555.943.586	243.822.337	92.000.544	226.129.473
Promedio de ociosidad normal (e)	**%**	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Ociosidad normal (f)	**KWh**	5.672.068	80.367.614	46.780.886	27.797.179	12.191.117	4.600.027	11.306.474
Energía recibida depurada (d) - (f) = (g)	**KWh**	107.769.301	1.526.984.667	888.836.833	528.146.407	231.631.221	87.400.517	214.822.999
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo ((g) / 365*24 = 8760)* 720 = (h)	**KWh**	8.857.751	125.505.589	73.055.082	43.409.294	19.038.183	7.183.604	17.656.685
Kilowatios potenciales por año (g) - (h) = (i)	**KWh**	98.911.550	1.401.479.078	815.781.751	484.737.113	212.593.038	80.216.913	197.166.314
KWh por autoconsumo (j)	**KWh**	60.336	854.902	497.627	295.690	129.682	48.932	120.271
Actividad real de distribución (i) - (j) = (k)	**KWh**	98.851.214	1.400.624.176	815.284.124	484.441.423	212.463.356	80.167.980	197.046.043
Coeficiente de actividad (k) / (a) = (l)	**%**	**29,9400%**	**19,2846%**	**16,5669%**	**46,8783%**	**50,1624%**	**50,9674%**	**31,1927%**

Tabla 7.5: Coeficiente de actividad de distribución (8 de 10)

		Sucre					Anzoátegui	
Descripción	**Unid**	**Cumaná**	**Carupano**	**El Tigre**	**Barcelona**	**Puerto La Cruz**	**Clarines**	**Anaco**
Capacidad normal de distribución (a)	**KWh**	4.985.823.423	1.739.363.573	3.517.680.083	3.568.678.433	2.724.690.472	1.811.040.643	2.789.612.036
Energía anual recibida a modo de generación distribuida (b)	**KWh**	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual recibida a partir de transmisión (c)	**KWh**	1.290.584.289	588.085.711	1.280.518.659	1.858.355.024	1.162.903.683	420.419.149	1.039.913.484
Total energía recibida (b) + (c) = (d)	**KWh**	1.290.584.289	588.085.711	1.280.518.659	1.858.355.024	1.162.903.683	420.419.149	1.039.913.484
Promedio de ociosidad normal (e)	**%**	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Ociosidad normal (f)	**KWh**	64.529.214	29.404.286	64.025.933	92.917.751	58.145.184	21.020.957	51.995.674
Energía recibida depurada (d) - (f) = (g)	**KWh**	1.226.055.075	558.681.425	1.216.492.726	1.765.437.273	1.104.758.499	399.398.192	987.917.810
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo ((g) / 365*24 = 8760)* 720 = (h)	**KWh**	100.771.650	45.919.021	99.985.704	145.104.433	90.802.068	32.827.249	81.198.724
Kilowatios potenciales por año (g) - (h) = (i)	**KWh**	1.125.283.425	512.762.404	1.116.507.023	1.620.332.840	1.013.956.430	366.570.943	906.719.086
KWh por autoconsumo (j)	**KWh**	686.423	312.785	681.069	988.403	618.513	223.608	553.099
Actividad real de distribución (i) - (j) = (k)	**KWh**	1.124.597.002	512.449.619	1.115.825.954	1.619.344.437	1.013.337.917	366.347.335	906.165.987
Coeficiente de actividad (k) / (a) = (l)	**%**	**22,5559%**	**29,4619%**	**31,7205%**	**45,3766%**	**37,1909%**	**20,2286%**	**32,4836%**

Tabla 7.5: Coeficiente de actividad de distribución (9 de 10)

		Bolívar					Monagas	
Descripción	**Unid**	**Puerto Ordaz**	**San Félix**	**El Callao**	**Upata**	**Caicara del Orinoco**	**Maturín**	**Punta de Mata**
Capacidad normal de distribución (a)	**KWh**	5.050.912.921	2.195.623.620	1.218.220.128	620.262.375	131.453.762	4.404.101.786	1.600.978.737
Energía anual recibida a modo de generación distribuida (b)	**KWh**	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual recibida a partir de transmisión (c)	**KWh**	2.321.853.620	992.908.102	315.292.775	214.726.363	90.129.667	1.868.865.890	365.147.166
Total energía recibida (b) + (c) = (d)	**KWh**	2.321.853.620	992.908.102	315.292.775	214.726.363	90.129.667	1.868.865.890	365.147.166
Promedio de ociosidad normal (e)	**%**	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Ociosidad normal (f)	**KWh**	116.092.681	49.645.405	15.764.639	10.736.318	4.506.483	93.443.294	18.257.358
Energía recibida depurada (d) - (f) = (g)	**KWh**	2.205.760.939	943.262.697	299.528.136	203.990.045	85.623.184	1.775.422.595	346.889.807
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo ((g) / 365*24 = 8760)* 720 = (h)	**KWh**	181.295.420	77.528.441	24.618.751	16.766.305	7.037.522	145.925.145	28.511.491
Kilowatios potenciales por año (g) - (h) = (i)	**KWh**	2.024.465.519	865.734.256	274.909.385	187.223.740	78.585.662	1.629.497.451	318.378.316
KWh por autoconsumo (j)	**KWh**	1.234.924	528.098	167.695	114.206	47.937	993.993	194.211
Actividad real de distribución (i) - (j) = (k)	**KWh**	2.023.230.595	865.206.158	274.741.691	187.109.533	78.537.725	1.628.503.457	318.184.106
Coeficiente de actividad (k) / (a) = (l)	**%**	**40,0567%**	**39,4059%**	**22,5527%**	**30,1662%**	**59,7455%**	**36,9770%**	**19,8743%**

Tabla 7.5: Coeficiente de actividad de distribución (10 de 10)

Descripción	Unid	Delta Amacuro Distrito Tucupita	Promedio nacional
Capacidad normal de distribución (a)	**KWh**	1.807.437.706	135.285.142.119
Energía anual recibida a modo de generación distribuida (b)	**KWh**	0	350.400.000
Energía anual recibida a partir de transmisión (c)	**KWh**	572.295.575	42.435.110.000
Total energía recibida (b) + (c) = (d)	**KWh**	572.295.575	**42.785.510.000**
Promedio de ociosidad normal (e)	**%**	5%	5%
Ociosidad normal (f)	**KWh**	28.614.779	2.139.275.500
Energía recibida depurada (d) - (f) = (g)	**KWh**	543.680.796	40.646.234.500
Energía no distribuida por mantenimiento preventivo ((g) / 365*24 = 8760)* 720 = (h)	**KWh**	44.686.093	3.340.786.397
Kilowatios potenciales por año (g) - (h) = (i)	**KWh**	498.994.703	37.305.448.103
KWh por autoconsumo (j)	**KWh**	304.387	22.756.323
Actividad real de distribución (i) - (j) = (k)	**KWh**	498.690.316	37.282.691.779
Coeficiente de actividad (k) / (a) = (l)	**%**	**27,5910%**	**27,5586%**

Fuente: CADAFE. Estados financieros detallados 2006.

Como observamos en las tablas precedentes, las centrales de distribución que mejor aprovechan la capacidad disponible son la centrales de distribución Caicara del Orinoco (59,745%), Achaguas (50,9674%) y Distrito Carlos Arvelo (50,2835%), mientras que los menores niveles de aprovechamiento se observan en los distritos técnicos San Antonio (14,3831%), Camatagua (13,4958), Zaraza (10,9505%) y La Pedrera (10,2074%).

Con relación al bajo nivel de aprovechamiento del sistema, este factor surge como consecuencia del bajo nivel de generación de energía, el cual no permite distribuir la energía en los niveles demandados. Esta situación persistirá mientras la empresa CADAFE no ponga a disposición centrales adicionales de generación, o mientras no mejore la capacidad de generación distribuida.

f) Pérdida por subactividad y costes fijos imputados

Es importante señalar que los coeficientes de actividad calculados son aplicables a todos los costes fijos previamente obtenidos, siendo aquí donde se reflejará el nivel de aprovechamiento del sistema. En este orden, en la tabla siguiente proporcionamos el cálculo de la pérdida por subactividad y el montante del coste fijo imputado al coste del servicio, para cada uno de los distritos técnicos de distribución.

Tabla 7.6
Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (1 de 9)

		Táchira				Mérida		
Descripción	**Unidad**	**San Cristóbal**	**San Antonio**	**La Fria**	**La Pedrera**	**Mérida**	**El Vigía**	**Tovar**
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	225.621.744	54.312.660	116.736.926	59.953.299	246.246.124	79.620.615	134.562.850
Costes fijos del personal (b)	**Bs**	6.149.152.452	3.797.650.154	5.869.626.747	3.659.065.287	4.471.580.555	3.046.927.550	1.805.151.080
Otros costes fijos (c)	**Bs**	8.261.047	176.164.876	5.386.796	3.591.130	1.307.550	3.849.907	1.340.642
Costes fijos totales (a)+(b)+(c) = (d)	**Bs**	**6.383.035.243**	**4.028.127.690**	**5.991.750.469**	**3.722.609.716**	**4.719.134.229**	**3.130.398.072**	**1.941.054.572**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	16,73%	14,38%	16,72%	10,21%	25,49%	22,50%	16,03%
Coeficiente de subactividad 1-(e)= (f)	%	83,27%	85,62%	83,28%	89,79%	74,51%	77,50%	83,97%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	**5.315.357.111**	**3.448.756.983**	**4.989.644.018**	**3.342.628.309**	**3.516.356.524**	**2.425.952.890**	**1.629.997.844**
Costes fijos de amortización imputados (a)* (e) = (h)	Bs	37.739.319	7.811.859	19.523.982	6.119.669	62.761.374	17.917.325	21.563.886
Coste de mano de obra imputado (b)* (e) = (i)	Bs	1.028.557.003	546.220.831	981.681.540	373.495.177	1.139.683.073	685.661.498	289.278.002
Otros recursos fijos imputados (c)*(e) = (j)	Bs	1.381.810	25.338.017	900.929	366.561	333.259	866.359	214.840
Costes fijos imputados (h)+ (i)+ (j) = (k)	Bs	**1.067.678.132**	**579.370.706**	**1.002.106.451**	**379.981.407**	**1.202.777.705**	**704.445.182**	**311.056.728**

Tabla 7.6: Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (2 de 9). Continuación…..

		Barinas			Trujillo			
Descripción	**Unidad**	**Barinas**	**Socopó**	**Libertad**	**Valera**	**Trujillo**	**Caja Seca**	**Sabana de Mendoza**
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	245.113.994	69.057.729	17.356.766	149.413.322	10.241.055	45.508.632	83.660.848
Costes fijos del personal (b)	**Bs**	6.226.976.843	3.481.219.361	2.604.782.610	3.102.533.285	3.874.066.380	3.026.313.099	2.411.946.455
Otros costes fijos (c)	**Bs**	1.082.372	1.024.250	3.337.975	2.167.071	0	1.465.812	3.649.278
Costes fijos totales (a)+(b)+(c) = (d)	**Bs**	**6.473.173.209**	**3.551.301.340**	**2.625.477.351**	**3.254.113.678**	**3.884.307.434**	**3.073.287.544**	**2.499.256.581**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	21,92%	18,21%	18,20%	25,96%	16,93%	22,05%	19,94%
Coeficiente de subactividad 1-(e)= (f)	%	78,08%	81,79%	81,80%	74,04%	83,07%	77,95%	80,06%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	**5.054.458.488**	**2.904.540.854**	**2.147.608.654**	**2.409.225.778**	**3.226.645.146**	**2.395.692.338**	**2.000.861.994**
Costes fijos de amortización imputados (a)* (e) = (h)	Bs	53.721.231	12.576.745	3.159.142	38.793.208	1.733.940	10.033.695	16.683.407
Coste de mano de obra imputado (b)* (e) = (i)	Bs	1.364.756.269	633.997.205	474.102.003	805.532.040	655.928.349	667.238.330	480.983.452
Otros recursos fijos imputados (c)*(e) = (j)	Bs	237.222	186.536	607.552	562.652	0	323.181	727.729
Costes fijos imputados (h)+ (i)+ (j) = (k)	Bs	**1.418.714.722**	**646.760.485**	**477.868.696**	**844.887.900**	**657.662.289**	**677.595.206**	**498.394.587**

Tabla 7.6: Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (3 de 9). Continuación…..

		Trujillo	Portuguesa			Falcón		
Descripción	**Unidad**	**Boconó**	**Acarigua**	**Guanare**	**Turén**	**Coro**	**Punto Fijo**	**Tucacas**
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	38.609.311	469.946.109	318.865.121	15.049.660	438.595.532	38.273.978	273.422.949
Costes fijos del personal (b)	**Bs**	2.272.682.163	3.281.775.046	3.618.416.945	1.831.103.652	5.290.886.725	7.033.608.612	4.110.107.295
Otros costes fijos (c)	**Bs**	1.342.156	328.927.253	249.094.262	177.188.875	227.506.092	266.834.720	127.067.933
Costes fijos totales (a)+(b)+(c) = (d)	**Bs**	**2.312.633.630**	**4.080.648.408**	**4.186.376.327**	**2.023.342.186**	**5.956.988.348**	**7.338.717.310**	**4.510.598.177**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	16,53%	23,39%	26,18%	22,64%	24,49%	30,19%	23,79%
Coeficiente de subactividad 1-(e)= (f)	%	83,47%	76,61%	73,82%	77,36%	75,51%	69,81%	76,21%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	**1.930.370.351**	**3.126.248.154**	**3.090.318.100**	**1.565.240.905**	**4.498.395.096**	**5.123.142.486**	**3.437.377.779**
Costes fijos de amortización imputados (a)* (e) = (h)	Bs	6.381.868	109.913.092	83.483.832	3.407.366	107.391.931	11.554.998	65.056.357
Coste de mano de obra imputado (b)* (e) = (i)	Bs	375.659.562	767.556.188	947.357.655	414.576.898	1.295.495.513	2.123.461.840	977.930.379
Otros recursos fijos imputados (c)*(e) = (j)	Bs	221.850	76.930.973	65.216.740	40.117.016	55.705.808	80.557.986	30.233.661
Costes fijos imputados (h)+ (i)+ (j) = (k)	Bs	**382.263.279**	**954.400.254**	**1.096.058.227**	**458.101.281**	**1.458.593.252**	**2.215.574.824**	**1.073.220.398**

Tabla 7.6: Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (4 de 9). Continuación…..

		Falcón		Cojedes			Carabobo	
Descripción	**Unidad**	**Churuguara**	**Dabajuro**	**Yaritagua**	**San Carlos**	**Tinaquillo**	**Valencia Norte**	**Tocuyito**
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	22.657.833	21.008.168	280.070.938	382.565.612	1.775.507.806	370.081.172	11.901.827
Costes fijos del personal (b)	**Bs**	2.258.544.249	1.822.520.798	5.670.197.984	4.191.258.852	4.280.365.118	4.797.563.450	2.934.643.083
Otros costes fijos (c)	**Bs**	28.928.841	116.238.651	2.646.961	430.157.118	481.998.623	250.873.334	161.769.372
Costes fijos totales (a)+(b)+(c) = (d)	**Bs**	**2.310.130.923**	**1.959.767.617**	**5.952.915.883**	**5.003.981.582**	**6.537.871.548**	**5.418.517.956**	**3.108.314.282**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	33,79%	20,19%	40,83%	20,11%	43,08%	44,29%	33,17%
Coeficiente de subactividad 1-(e)= (f)	%	66,21%	79,81%	59,17%	79,89%	56,92%	55,71%	66,83%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	**1.529.504.920**	**1.564.156.805**	**3.522.121.472**	**3.997.773.421**	**3.721.315.902**	**3.018.493.080**	**2.077.411.494**
Costes fijos de amortización imputados (a)* (e) = (h)	Bs	7.656.403	4.240.839	114.363.261	76.926.870	764.899.784	163.920.102	3.947.357
Coste de mano de obra imputado (b)* (e) = (i)	Bs	763.194.134	367.905.320	2.315.350.299	842.784.649	1.844.007.862	2.124.985.414	973.303.039
Otros recursos fijos imputados (c)*(e) = (j)	Bs	9.775.466	23.464.653	1.080.851	86.496.642	207.647.999	111.119.359	53.652.392
Costes fijos imputados (h)+ (i)+ (j) = (k)	Bs	**780.626.003**	**395.610.812**	**2.430.794.412**	**1.006.208.161**	**2.816.555.645**	**2.400.024.876**	**1.030.902.789**

Tabla 7.6: Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (5 de 9). Continuación…..

		Carabobo				Aragua		
Descripción	**Unidad**	**Valencia III Sur**	**Guacara**	**Bejuma**	**Carlos Arvelo**	**Maracay Norte**	**Camatagua**	**La Victoria**
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	180.681.742	135.685.890	122.466.812	19.259.359	1.623.900.493	86.559.720	154.762.648
Costes fijos del personal (b)	**Bs**	3.965.730.680	2.832.189.513	8.288.997.948	5.136.359.428	9.826.086.879	3.079.809.138	7.853.915.793
Otros costes fijos (c)	**Bs**	247.030.301	124.125.398	322.481.358	194.426.062	62.014.522	27.227.100	43.006.322
Costes fijos totales (a)+(b)+(c) = (d)	**Bs**	**4.393.442.723**	**3.092.000.801**	**8.733.946.118**	**5.350.044.849**	**11.512.001.893**	**3.193.595.957**	**8.051.684.763**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	46,31%	41,05%	36,75%	50,28%	23,40%	13,50%	20,28%
Coeficiente de subactividad 1-(e)= (f)	%	53,69%	58,95%	63,25%	49,72%	76,60%	86,50%	79,72%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	**2.358.720.728**	**1.822.610.605**	**5.523.800.782**	**2.659.854.600**	**8.818.430.873**	**2.762.596.090**	**6.418.955.090**
Costes fijos de amortización imputados (a)* (e) = (h)	Bs	83.678.595	55.704.493	45.012.445	9.684.281	379.959.224	11.681.887	31.382.944
Coste de mano de obra imputado (b)* (e) = (i)	Bs	1.836.636.995	1.162.727.255	3.046.605.480	2.582.741.722	2.299.101.677	415.643.478	1.592.625.860
Otros recursos fijos imputados (c)*(e) = (j)	Bs	114.406.405	50.958.449	118.527.412	97.764.245	14.510.119	3.674.502	8.720.870
Costes fijos imputados (h)+ (i)+ (j) = (k)	Bs	**2.034.721.994**	**1.269.390.197**	**3.210.145.337**	**2.690.190.249**	**2.693.571.021**	**430.999.868**	**1.632.729.674**

Tabla 7.6: Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (6 de 9). Continuación…..

		Aragua			Guárico			
Descripción	**Unid**	**Cagua**	**Maracay Sur**	**Villa de Cura**	**Valle de la Pascua**	**Calabozo**	**Zaraza**	**San Juan de los Morros**
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	302.165.505	75.488.191	132.321.291	603.259.462	266.022.904	18.269.719	80.572.512
Costes fijos del personal (b)	**Bs**	9.435.461.844	6.976.077.915	4.146.246.655	3.641.700.626	4.921.446.104	3.270.027.753	8.250.332.424
Otros costes fijos (c)	**Bs**	108.081.727	64.321.116	35.983.576	69.911.201	56.293.354	232.383.495	40.408.003
Costes fijos totales (a)+(b)+(c) = (d)	**Bs**	**9.845.709.077**	**7.115.887.221**	**4.314.551.522**	**4.314.871.289**	**5.243.762.362**	**3.520.680.967**	**8.371.312.939**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	25,60%	29,02%	25,10%	24,13%	27,48%	10,95%	37,14%
Coeficiente de subactividad 1-(e)= (f)	%	74,40%	70,98%	74,90%	75,87%	72,52%	89,05%	62,86%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	**7.325.483.618**	**5.051.035.337**	**3.231.715.266**	**3.273.829.159**	**3.802.648.950**	**3.135.150.255**	**5.261.961.717**
Costes fijos de amortización imputados (a)* (e) = (h)	Bs	77.345.897	21.904.778	33.209.081	145.547.450	73.109.563	2.000.618	29.926.995
Coste de mano de obra imputado (b)* (e) = (i)	Bs	2.415.213.670	2.024.282.732	1.040.596.267	878.627.315	1.352.533.066	358.083.035	3.064.415.510
Otros recursos fijos imputados (c)*(e) = (j)	Bs	27.665.892	18.664.374	9.030.909	16.867.364	15.470.783	25.447.058	15.008.718
Costes fijos imputados (h)+ (i)+ (j) = (k)	Bs	**2.520.225.459**	**2.064.851.884**	**1.082.836.256**	**1.041.042.129**	**1.441.113.412**	**385.530.712**	**3.109.351.222**

Tabla 7.6: Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (7 de 9). Continuación…..

		Monagas	Miranda		Apure			Amazonas
Descripción	**Unidad**	**Altagracia de Orituco**	**Tuy**	**Barlovento**	**San Fernando**	**Guadualito**	**Achaguas**	**Amazonas**
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	54.611.846	694.544.725	498.216.933	539.520.101	66.156.061	27.606.221	108.197.758
Costes fijos del personal (b)	**Bs**	1.711.789.351	7.768.390.238	7.957.119.021	3.978.622.291	4.280.010.698	3.553.436.484	4.620.415.109
Otros costes fijos (c)	**Bs**	26.407.803	39.661.656	114.317.334	84.567.394	68.154.944	95.886.764	113.825.430
Costes fijos totales (a)+(b)+(c) = (d)	**Bs**	**1.792.809.000**	**8.502.596.618**	**8.569.653.288**	**4.602.709.787**	**4.414.321.703**	**3.676.929.470**	**4.842.438.298**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	29,94%	19,28%	16,57%	46,88%	50,16%	50,97%	31,19%
Coeficiente de subactividad 1-(e)= (f)	%	70,06%	80,72%	83,43%	53,12%	49,84%	49,03%	68,81%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	**1.256.042.821**	**6.862.903.673**	**7.149.926.984**	**2.445.036.422**	**2.199.992.847**	**1.802.893.625**	**3.331.948.942**
Costes fijos de amortización imputados (a)* (e) = (h)	Bs	16.350.761	133.940.270	82.539.125	252.918.000	33.185.455	14.070.177	33.749.849
Coste de mano de obra imputado (b)* (e) = (i)	Bs	512.508.934	1.498.104.078	1.318.248.335	1.865.111.586	2.146.955.259	1.811.094.664	1.441.234.232
Otros recursos fijos imputados (c)*(e) = (j)	Bs	7.906.484	7.648.597	18.938.844	39.643.780	34.188.142	48.871.003	35.505.274
Costes fijos imputados (h)+ (i)+ (j) = (k)	Bs	**536.766.179**	**1.639.692.945**	**1.419.726.304**	**2.157.673.365**	**2.214.328.856**	**1.874.035.844**	**1.510.489.355**

Tabla 7.6: Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (8 de 9). Continuación…..

		Sucre					Anzoátegui	
Descripción	**Unidad**	**Cumaná**	**Carupano**	**El Tigre**	**Barcelona**	**Puerto La Cruz**	**Clarines**	**Anaco**
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	481.235.469	166.346.802	324.621.794	431.767.003	466.038.987	187.992.972	127.725.807
Costes fijos del personal (b)	**Bs**	3.232.039.152	4.959.366.704	3.543.683.965	2.108.848.731	2.778.362.577	2.800.140.917	2.943.935.319
Otros costes fijos (c)	**Bs**	142.566.080	339.787.533	171.905.837	427.651.977	51.626.266	68.089.867	43.320.890
Costes fijos totales (a)+(b)+(c) = (d)	**Bs**	**3.855.840.701**	**5.465.501.039**	**4.040.211.597**	**2.968.267.711**	**3.296.027.831**	**3.056.223.755**	**3.114.982.016**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	22,56%	29,46%	31,72%	45,38%	37,19%	20,23%	32,48%
Coeficiente de subactividad 1-(e)= (f)	%	77,44%	70,54%	68,28%	54,62%	62,81%	79,77%	67,52%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	**2.986.121.394**	**3.855.260.392**	**2.758.635.998**	**1.621.369.162**	**2.070.204.197**	**2.437.993.882**	**2.103.124.196**
Costes fijos de amortización imputados (a)* (e) = (h)	Bs	108.546.958	49.008.935	102.971.679	195.921.125	173.324.266	38.028.260	41.489.921
Coste de mano de obra imputado (b)* (e) = (i)	Bs	729.015.296	1.461.123.838	1.124.074.517	956.923.557	1.033.299.076	566.428.018	956.295.722
Otros recursos fijos imputados (c)*(e) = (j)	Bs	32.157.053	100.107.875	54.529.403	194.053.867	19.200.292	13.773.595	14.072.178
Costes fijos imputados (h)+ (i)+ (j) = (k)	Bs	**869.719.307**	**1.610.240.648**	**1.281.575.598**	**1.346.898.549**	**1.225.823.634**	**618.229.873**	**1.011.857.820**

Tabla 7.6: Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (9 de 9). Continuación…..

		Bolívar					Monagas		Delta Amacuro
Descripción	**Unidad**	**Puerto Ordaz**	**San Felix**	**El Callao**	**Upata**	**Caicara del Orinoco**	**Maturín**	**Punta de Mata**	**Tucupita**
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	588.050.335	201.948.294	39.596.257	24.906.044	32.142.045	217.597.967	33.835.832	86.474.347
Costes fijos del personal (b)	**Bs**	4.773.051.865	2.993.041.901	1.993.539.871	3.311.150.553	1.041.056.319	3.100.697.921	2.958.662.612	2.837.790.379
Otros costes fijos (c)	**Bs**	216.832.139	380.900.012	79.108.131	83.312.694	16.482.464	834.924.762	1.866.927.730	1.434.709.598
Costes fijos totales (a)+(b)+(c) = (d)	**Bs**	**5.577.934.339**	**3.575.890.206**	**2.112.244.258**	**3.419.369.291**	**1.089.680.827**	**4.153.220.649**	**4.859.426.175**	**4.358.974.324**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	40,06%	39,41%	22,55%	30,17%	59,75%	36,98%	19,87%	27,59%
Coeficiente de subactividad 1-(e)= (f)	%	59,94%	60,59%	77,45%	69,83%	40,25%	63,02%	80,13%	72,41%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	**3.343.596.192**	**2.166.777.006**	**1.635.875.870**	**2.387.875.817**	**438.645.425**	**2.617.485.438**	**3.893.646.845**	**3.156.289.287**
Costes fijos de amortización imputados (a)* (e) = (h)	Bs	235.553.740	79.579.626	8.930.030	7.513.205	19.203.430	80.461.138	6.724.652	23.859.146
Coste de mano de obra imputado (b)* (e) = (i)	Bs	1.911.928.540	1.179.436.339	449.597.328	998.848.002	621.984.440	1.146.544.183	588.014.941	782.975.025
Otros recursos fijos imputados (c)*(e) = (j)	Bs	86.855.866	150.097.236	17.841.030	25.132.266	9.847.533	308.729.890	371.039.737	395.850.867
Costes fijos imputados (h)+ (i)+ (j) = (k)	Bs	**2.234.338.146**	**1.409.113.201**	**476.368.388**	**1.031.493.473**	**651.035.402**	**1.535.735.211**	**965.779.330**	**1.202.685.038**

Fuente: CADAFE. Estados financieros detallados 2006.

Tal y como lo mencionamos en los párrafos anteriores, cuanto menor sea el coeficiente de actividad en el proceso de distribución de energía, mayor será la pérdida por subactividad.

No obstante, lo importante en esta etapa es determinar el coste fijo a imputar al precio unitario del KWh distribuido en la forma como lo indicamos en las tablas precedentes.

g) Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros costes fijos por KWh distribuido

Partiendo de los datos precedentes, a continuación se refleja el coste normal por KWh para todos los conceptos.

Tabla 7.7
Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros recursos fijos por KWh distribuido (1 de 3)

		Amortización inmovilizado		Coste de mano de obra		Otros costes fijos		Coste total	Bs/KWh
Denominación	Energía distribuida	Coste normal total	Bs/KWh	Coste normal total	Bs/KWh	Coste normal total	Bs/KWh		
Distrito San Cristóbal	771.890.461	37.739.319	0,05	1.028.557.003	1,33	1.381.810	0,0018	1.067.678.132	1,38
Distrito San Antonio	289.849.052	7.811.859	0,03	546.220.831	1,88	25.338.017	0,0874	579.370.706	2,00
Distrito La Fría	506.693.053	19.523.982	0,04	981.681.540	1,94	900.929	0,0018	1.002.106.451	1,98
Distrito La Pedrera	140.808.380	6.119.669	0,04	373.495.177	2,65	366.561	0,0026	379.981.407	2,70
Distrito Mérida	600.862.991	62.761.374	0,10	1.139.683.073	1,90	333.259	0,0006	1.202.777.705	2,00
Distrito El Vigía	319.477.449	17.917.325	0,06	685.661.498	2,15	866.359	0,0027	704.445.182	2,20
Distrito Tovar	154.792.959	21.563.886	0,14	289.278.002	1,87	214.840	0,0014	311.056.728	2,01
Distrito Barinas	802.210.530	53.721.231	0,07	1.364.756.269	1,70	237.222	0,0003	1.418.714.722	1,77
Distrito Socopó	129.586.891	12.576.745	0,10	633.997.205	4,89	186.536	0,0014	646.760.485	4,99
Distrito Libertad	139.487.630	3.159.142	0,02	474.102.003	3,40	607.552	0,0044	477.868.696	3,43
Distrito Valera	624.814.749	38.793.208	0,06	805.532.040	1,29	562.652	0,0009	844.887.900	1,35
Distrito Trujillo	266.187.024	1.733.940	0,01	655.928.349	2,46	0	0,0000	657.662.289	2,47
Distrito Caja Seca	284.354.786	10.033.695	0,04	667.238.330	2,35	323.181	0,0011	677.595.206	2,38
Distrito Sabana de Mendoza	116.312.751	16.683.407	0,14	480.983.452	4,14	727.729	0,0063	498.394.587	4,28
Distrito Boconó	77.007.871	6.381.868	0,08	375.659.562	4,88	221.850	0,0029	382.263.279	4,96
Distrito Acarigua	935.055.892	109.913.092	0,12	767.556.188	0,82	76.930.973	0,0823	954.400.254	1,02
Distrito Guanare	428.656.056	83.483.832	0,19	947.357.655	2,21	65.216.740	0,1521	1.096.058.227	2,56
Distrito Turén	249.690.795	3.407.366	0,01	414.576.898	1,66	40.117.016	0,1607	458.101.281	1,83
Distrito Coro	633.774.153	107.391.931	0,17	1.295.495.513	2,04	55.705.808	0,0879	1.458.593.252	2,30
Distrito Punto Fijo	985.740.980	11.554.998	0,01	2.123.461.840	2,15	80.557.986	0,0817	2.215.574.824	2,25
Distrito Tucacas	565.419.619	65.056.357	0,12	977.930.379	1,73	30.233.661	0,0535	1.073.220.398	1,90

Tabla 7.7: Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros costes fijos por KWh distribuido (2 de 3)

		Amortización inmovilizado		Coste de mano de obra		Otros costes fijos		Coste total	Bs/KWh
Denominación	**Energía distribuida**	**Coste normal total**	**Bs/KWh**	**Coste normal total**	**Bs/KWh**	**Coste normal total**	**Bs/KWh**		
Distrito Churuguara	22.136.532	7.656.403	0,35	763.194.134	34,48	9.775.466	0,4416	780.626.003	35,26
Distrito Dabajuro	84.110.757	4.240.839	0,05	367.905.320	4,37	23.464.653	0,2790	395.610.812	4,70
Distrito Yaritagua	682.452.039	114.363.261	0,17	2.315.350.299	3,39	1.080.851	0,0016	2.430.794.412	3,56
Distrito Valencia Norte	841.807.127	163.920.102	0,19	2.124.985.414	2,52	111.119.359	0,1320	2.400.024.876	2,85
Distrito Tocuyito	494.139.342	3.947.357	0,01	973.303.039	1,97	53.652.392	0,1086	1.030.902.789	2,09
Distrito Valencia III Sur	2.024.018.742	83.678.595	0,04	1.836.636.995	0,91	114.406.405	0,0565	2.034.721.994	1,01
Distrito Guacara	1.170.302.163	55.704.493	0,05	1.162.727.255	0,99	50.958.449	0,0435	1.269.390.197	1,08
Distrito Bejuma	293.678.268	45.012.445	0,15	3.046.605.480	10,37	118.527.412	0,4036	3.210.145.337	10,93
Distrito Carlos Arvelo	609.117.016	9.684.281	0,02	2.582.741.722	4,24	97.764.245	0,1605	2.690.190.249	4,42
Distrito San Carlos	464.380.415	76.926.870	0,17	842.784.649	1,81	86.496.642	0,1863	1.006.208.161	2,17
Distrito Tinaquillo	319.526.190	26.362.168	0,08	1.844.007.862	5,77	207.647.999	0,6499	2.078.018.029	6,50
Distrito Maracay Norte	1.143.957.817	379.959.224	0,33	2.299.101.677	2,01	14.510.119	0,0127	2.693.571.021	2,35
Distrito Camatagua	74.240.731	11.681.887	0,16	415.643.478	5,60	3.674.502	0,0495	430.999.868	5,81
Distrito La Victoria	469.170.804	31.382.944	0,07	1.592.625.860	3,39	8.720.870	0,0186	1.632.729.674	3,48
Distrito Cagua	1.730.115.174	77.345.897	0,04	2.415.213.670	1,40	27.665.892	0,0160	2.520.225.459	1,46
Distrito Maracay Sur	640.001.021	21.904.778	0,03	2.024.282.732	3,16	18.664.374	0,0292	2.064.851.884	3,23
Distrito Villa de Cura	261.373.294	33.209.081	0,13	1.040.596.267	3,98	9.030.909	0,0346	1.082.836.256	4,14
Distrito Valle de la Pascua	374.255.971	145.547.450	0,39	878.627.315	2,35	16.867.364	0,0451	1.041.042.129	2,78
Distrito Calabozo	345.747.176	73.109.563	0,21	1.352.533.066	3,91	15.470.783	0,0447	1.441.113.412	4,17
Distrito Zaraza	108.260.589	2.000.618	0,02	358.083.035	3,31	25.447.058	0,2351	385.530.712	3,56
Distrito San Juan de los Morros	286.076.395	29.926.995	0,10	3.064.415.510	10,71	15.008.718	0,0525	3.109.351.222	10,87
Distrito Altagracia de Orituco	98.851.214	16.350.761	0,17	512.508.934	5,18	7.906.484	0,0800	536.766.179	5,43

Tabla 7.7: Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros costes fijos por KWh distribuido (3 de 3)

		Amortización inmovilizado		Coste de mano de obra		Otros costes fijos		Coste total	Bs/KWh
Denominación	**Energía distribuida**	**Coste normal total**	**Bs/KWh**	**Coste normal total**	**Bs/KWh**	**Coste normal total**	**Bs/KWh**		
Distrito Tuy	1.400.624.176	133.940.270	0,10	1.498.104.078	1,07	7.648.597	0,0055	1.639.692.945	1,17
Distrito Barlovento	815.284.124	82.539.125	0,10	1.318.248.335	1,62	18.938.844	0,0232	1.419.726.304	1,74
Distrito San Fernando	484.441.423	252.918.000	0,52	1.865.111.586	3,85	39.643.780	0,0818	2.157.673.365	4,45
Distrito Guadualito	212.463.356	33.185.455	0,16	2.146.955.259	10,11	34.188.142	0,1609	2.214.328.856	10,42
Distrito Achaguas	80.167.980	14.070.177	0,18	1.811.094.664	22,59	48.871.003	0,6096	1.874.035.844	23,38
Distrito Amazonas	197.046.043	33.749.849	0,17	1.441.234.232	7,31	35.505.274	0,1802	1.510.489.355	7,67
Distrito Cumaná	1.124.597.002	108.546.958	0,10	729.015.296	0,65	32.157.053	0,0286	869.719.307	0,77
Distrito Carupano	512.449.619	49.008.935	0,10	1.461.123.838	2,85	100.107.875	0,1954	1.610.240.648	3,14
Distrito El Tigre	1.115.825.954	102.971.679	0,09	1.124.074.517	1,01	54.529.403	0,0489	1.281.575.598	1,15
Distrito Barcelona	1.619.344.437	195.921.125	0,12	956.923.557	0,59	194.053.867	0,1198	1.346.898.549	0,83
Distrito Puerto La Cruz	1.013.337.917	173.324.266	0,17	1.033.299.076	1,02	19.200.292	0,0189	1.225.823.634	1,21
Distrito Clarines	366.347.335	38.028.260	0,10	566.428.018	1,55	13.773.595	0,0376	618.229.873	1,69
Distrito Anaco	906.165.987	41.489.921	0,05	956.295.722	1,06	14.072.178	0,0155	1.011.857.820	1,12
Distrito Puerto Ordaz	2.023.230.595	235.553.740	0,12	1.911.928.540	0,94	86.855.866	0,0429	2.234.338.146	1,10
Distrito San Félix	865.206.158	79.579.626	0,09	1.179.436.339	1,36	150.097.236	0,1735	1.409.113.201	1,63
Distrito El Callao	274.741.691	8.930.030	0,03	449.597.328	1,64	17.841.030	0,0649	476.368.388	1,73
Distrito Upata	187.109.533	7.513.205	0,04	998.848.002	5,34	25.132.266	0,1343	1.031.493.473	5,51
Distrito Caicara del Orinoco	78.537.725	19.203.430	0,24	621.984.440	7,92	9.847.533	0,1254	651.035.402	8,29
Distrito Maturín	1.628.503.457	80.461.138	0,05	1.146.544.183	0,70	308.729.890	0,1896	1.535.735.211	0,94
Distrito Punta de Mata	318.184.106	6.724.652	0,02	588.014.941	1,85	371.039.737	1,1661	965.779.330	3,04
Distrito Tucupita	498.690.316	23.859.146	0,05	782.975.025	1,57	395.850.867	0,7938	1.202.685.038	2,41
Total Energía Distribuida	**37.282.691.779**	**3.832.763.222**	**0,10**	**75.430.263.494**	**2,02**	**3.396.975.954**	**0,0911**	**82.660.002.670**	**2,22**

Fuente: CADAFE. Estados financieros detallados 2006.

Con respecto a los costes fijos por amortización del inmovilizado, se refleja en la tabla precedente que los distritos técnicos San Fernando, Valle de la Pascua y Churuguara reflejan costes promedios en 0,52, 0,39 y 0,35 Bs/KWh respectivamente, mientras que, entre las centrales de distribución que reflejan menores costes imputados, se destacan los distritos técnicos Trujillo y Tocuyito con 0,01 Bs/KWh.

La diferencia encontrada en cuanto a la amortización del inmovilizado se debe principalmente a obras capitalizadas de mantenimiento, realizadas con el objeto de mantener la capacidad instalada de distribución. Estas obras, vinculadas con las líneas y subestaciones de distribución, incrementan el valor del activo y por ende la cuota aplicable por amortización.

En esta línea, la empresa CADAFE debe revisar, en aquellas centrales que reflejan costes bajos, las condiciones actuales en las que se encuentra el sistema de distribución de la energía en cuanto a la antigüedad o vida útil de éstos activos, además de la actualización tecnológica de los mismos. De lo contrario, podría darse el caso de que la energía no sea distribuida hasta los usuarios finales, debido a fallas y suspensiones continúas del servicio eléctrico. También es posible que los costes reflejados por los distritos técnicos en mayor o menor grado se deban a la repotenciación de activos cuya vida útil ha fenecido.

En ambos casos, es necesario fortalecer los planes preventivos destinados a revisar la vida útil de los bancos de transformación y las condiciones actuales de operatividad, incluyendo la capacidad de transformación. En cuanto a las líneas de distribución se refiere, dichos planes deben centrarse en reducir las pérdidas técnicas, indagando y cambiando las líneas rotas que desmejoran los niveles de distribución y tensión de la energía.

En lo que concierne al coste de mano de obra, también encontramos diferencias muy acusadas, principalmente entre los distritos técnicos Churuguara (34,48 Bs/KWh) y Achaguas (22,59 Bs/KWh), con respecto a los mostrados por los distritos técnicos Barcelona (0,59 Bs/KWh) y Cumaná (0,65 Bs/KWh).

Estas diferencias surgen por los pluses cancelados por horas extraordinarias que hacen incrementar las provisiones por vacaciones y antigüedad de los empleados, además de la marcada diferencia en cuanto a la cantidad de operarios por central de distribución y gastos cancelados por ausencias laborales y por gastos médicos.

Finalmente, en lo que se refiere a otros costes fijos, éstos se inclinan en mayor importancia en los distritos técnicos de distribución Punta de Mata y Tucupita, en concepto de costes de edificaciones y vehículos.

VII.2.3.2.2 Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido

En las tablas siguientes, se muestran los costes por materiales y suministros, como por ejemplo, aceite dieléctrico para los transformadores de distribución y repuestos e implementos necesarios en el proceso de distribución de la energía.

Tabla 7.8
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido (1 de 8)

	Táchira				Mérida			Barinas
Descripción	**San Cristóbal**	**San Antonio**	**La Fría**	**La Pedrera**	**Mérida**	**El Vigía**	**Tovar**	**Barinas**
237-238-270 Materiales eléctricos	676.686.398	165.029.970	581.443.708	356.629.943	384.842.130	565.135.896	280.485.581	1.193.367.496
334 Más: Mantenimiento de alumbrado público		91.426.102						
Total	**676.686.398**	**256.456.072**	**581.443.708**	**356.629.943**	**384.842.130**	**565.135.896**	**280.485.581**	**1.193.367.496**
Energía distribuida (KWh)	771.890.461	289.849.052	506.693.053	140.808.380	600.862.991	319.477.449	154.792.959	802.210.530
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido	**0,877**	**0,885**	**1,148**	**2,533**	**0,640**	**1,769**	**1,812**	**1,488**

Tabla 7.8: Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido (2 de 8). Continuación…

	Barinas		Trujillo					Portuguesa
Descripción	**Socopó**	**Libertad**	**Valera**	**Trujillo**	**Caja Seca**	**Sabana de Mendoza**	**Boconó**	**Acarigua**
237-238-270 Materiales eléctricos	332.287.133	206.756.643	287.010.404	331.135.844	254.169.657	328.664.516	121.133.069	678.606.064
232 Más: Lubricantes varios		30.000						
238 Más: Materiales de alumbrado público								224.555.889
334 Más: Mantenimiento de alumbrado público								91.426.102
384 Más: Reparaciones de alumbrado								310.218.450
Total	**332.287.133**	**206.786.643**	**287.010.404**	**331.135.844**	**254.169.657**	**328.664.516**	**121.133.069**	**1.304.806.503**
Energía distribuida (KWh)	129.586.891	139.487.630	624.814.749	266.187.024	284.354.786	116.312.751	77.007.871	935.055.892
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido	**2,564**	**1,482**	**0,459**	**1,244**	**0,894**	**2,826**	**1,573**	**1,395**

Tabla 7.8: Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido (3 de 8). Continuación…

	Portuguesa		Falcón			Falcón		Cojedes
Descripción	**Guanare**	**Turén**	**Coro**	**Punto Fijo**	**Tucacas**	**Churuguara**	**Dabajuro**	**Yaritagua**
237-238-270 Materiales eléctricos	925.003.341	264.271.729	1.811.027.321	2.939.583.244	631.998.799	76.221.285	254.739.650	1.035.902.944
238 Más: Materiales de alumbrado público					53.759.030			
334 Más: Mantenimiento de alumbrado público	545.055.680	32.846.450	72.527.011	51.676.988	45.628.223	16.799.981	27.119.672	
384 Más: Reparaciones de alumbrado	213.948.636	44.400.356	4.758.508		51.798.714			
338-351 Más: Transporte y fletes					939.656			
Total	1.684.007.656	341.518.536	1.888.312.840	2.991.260.232	784.124.421	93.021.265	281.859.322	1.035.902.944
Energía distribuida (KWh)	428.656.056	249.690.795	633.774.153	985.740.980	565.419.619	22.136.532	84.110.757	682.452.039
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido	**3,929**	**1,368**	**2,979**	**3,035**	**1,387**	**4,202**	**3,351**	**1,518**

Tabla 7.8: Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido (4 de 8). Continuación…

	Cojedes		Carabobo					
Descripción	**San Carlos**	**Tinaquillo**	**Valencia norte**	**Tocuyito**	**Valencia III Sur**	**Guacara**	**Bejuma**	**Carlos Arvelo**
237-238-270 Materiales eléctricos	242.964.778	260.161.767	819.999.517	237.821.494	376.034.344	244.553.217	994.569.615	234.659.544
231 Más: Combustibles varios	6.402.584	5.118.917						
232 Más: Lubricantes varios	2.634.527	224.854						
334 Más: Mantenimiento de alumbrado público	105.909.627	112.553.286						
384 Más: Reparaciones de alumbrado	49.552.232	40.443.751					1.364.349.768	
437 Más: Adiciones y mejoras de alumbrado público				7.060.000		13.035.334		1.443.400
Total	407.463.749	418.502.576	819.999.517	244.881.494	376.034.344	257.588.551	2.358.919.383	236.102.944
Energía distribuida (KWh)	464.380.415	319.526.190	841.807.127	494.139.342	2.024.018.742	1.170.302.163	293.678.268	609.117.016
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido	**0,877**	**1,310**	**0,974**	**0,496**	**0,186**	**0,220**	**8,032**	**0,388**

Tabla 7.8: Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido (5 de 8). Continuación…

	Aragua						Guárico	
Descripción	**Maracay Norte**	**Camatagua**	**La Victoria**	**Cagua**	**Maracay Sur**	**Villa de Cura**	**Valle de la Pascua**	**Calabozo**
237-238-270 Materiales eléctricos	638.414.990	21.934.361	127.031.388	22.564.862	175.504.566	31.417.789	377.820.362	339.794.386
231 Más: Combustibles varios	3.862.503	383.500	5.368.180	2.988.782	3.049.784	4.082.444	3.530.765	175.648
232 Más: Lubricantes varios	2.019.832	130.000	1.019.110	1.776.601	907.775	797.211	2.774.292	1.171.661
334 Más: Mantenimiento de alumbrado público								16.254.568
338-351 Más: transporte y fletes							117.544	4.000.000
Total	644.297.325	22.447.861	133.418.678	27.330.245	179.462.124	36.297.445	384.242.963	361.396.263
Energía distribuida (KWh)	1.143.957.817	74.240.731	469.170.804	1.730.115.174	640.001.021	261.373.294	374.255.971	345.747.176
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido	**0,563**	**0,302**	**0,284**	**0,016**	**0,280**	**0,139**	**1,027**	**1,045**

Tabla 7.8: Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido (6 de 8). Continuación…

	Guárico		Monagas	Miranda		Apure		
Descripción	**Zaraza**	**San Juan de los Morros**	**Altagracia de Orituco**	**Tuy**	**Barlovento**	**San Fernando**	**Guadualito**	**Achaguas**
237-238-270 Materiales eléctricos	321.241.179	432.395.697	302.003.429	123.742.522	553.123.714	622.945.177	271.203.506	219.660.459
231 Más: Combustibles varios	3.219.299	2.922.396	2.570.363	4.393.450	3.454.765	3.596.049	3.620.398	2.491.536
232 Más: Lubricantes varios	967.644	1.604.078	800.088	4.369.384	5.178.279	1.790.420	916.311	4.026.337
338-351 Más: Transporte y fletes	5.000.000			14.280.000		3.507.821	539.640	1.431.360
Total	330.428.122	436.922.171	305.373.880	146.785.356	561.756.758	631.839.467	276.279.855	227.609.692
Energía distribuida (KWh)	108.260.589	286.076.395	98.851.214	1.400.624.176	815.284.124	484.441.423	212.463.356	80.167.980
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido	**3,052**	**1,527**	**3,089**	**0,105**	**0,689**	**1,304**	**1,300**	**2,839**

Tabla 7.8: Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido (7 de 8). Continuación…

	Amazonas	Sucre					Anzoátegui	
Descripción	Amazonas	Cumaná	Carupano	El Tigre	Barcelona	Puerto La Cruz	Clarines	Anaco
237-238-270 Materiales eléctricos	611.062.958	1.025.556.640	1.051.495.538	432.069.987	625.852.792	541.865.672	235.697.635	256.240.388
231 Más: Combustibles varios	7.394.666		14.945.365	71.600				
232 Más: Lubricantes varios	1.718.311		13.869.591	214.737				
334 Más: Mantenimiento de alumbrado público		13.481.468	18.000.000					
384 Más: Reparaciones de alumbrado			103.358.548			32.032.499		
338-351 Más: Transporte y fletes				43.624				
Total	620.175.935	1.039.038.108	1.201.669.041	432.399.947	625.852.792	573.898.171	235.697.635	256.240.388
Energía distribuida (KWh)	197.046.043	1.124.597.002	512.449.619	1.115.825.954	1.619.344.437	1.013.337.917	366.347.335	906.165.987
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido	**3,147**	**0,924**	**2,345**	**0,388**	**0,386**	**0,566**	**0,643**	**0,283**

Tabla 7.8: Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido (8 de 8). Continuación…

	Bolívar					Monagas		Delta Amacuro
Descripción	**Puerto Ordaz**	**San Felix**	**El Callao**	**Upata**	**Caicara del Orinoco**	**Maturín**	**Punta de Mata**	**Distrito Tucupita**
237-238-270 Materiales eléctricos	1.320.937.661	1.035.984.631	119.350.014	197.089.568	72.859.879	4.765.932.518	271.745.087	269.403.326
334 Más: Mantenimiento de alumbrado público	67.680.000	28.665.000				288.284.736	20.295.930	
384 Más: Reparaciones de alumbrado						36.736.403		
338-351 Más: Transporte y fletes						4.107.840		
Total	1.388.617.661	1.064.649.631	119.350.014	197.089.568	72.859.879	5.095.061.497	292.041.016	269.403.326
Energía distribuida (KWh)	2.023.230.595	865.206.158	274.741.691	187.109.533	78.537.725	1.628.503.457	318.184.106	498.690.316
Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido	**0,686**	**1,231**	**0,434**	**1,053**	**0,928**	**3,129**	**0,918**	**0,540**

Fuente: CADAFE. Estados financieros detallados.2006

En lo que concierne al coste de esta partida, en el proceso de distribución de la energía, el promedio oscila en 1,167 Bs/KWh distribuido.

Los distritos técnicos Bejuma (8,402), Churuguara (4,840), Guanare (4,475) y Dabajuro (3,875)[70] reflejan los mayores costes para la empresa CADAFE, en lo que a materiales y suministros de mantenimiento concierne, mientras que los menores costes los encontramos en los distritos técnicos Villa de Cura (0,163), Tuy (0,123) y Cagua (0,019).

Esta disparidad obedece, en primera instancia, a la ejecución de obras periféricas en las subestaciones y líneas de distribución que muestran mayores costes, producto de la construcción de la presa Josefa Camejo. Aun y todo, CADAFE debería establecer un mejor control de la entrada y salida de materiales destinados al mantenimiento del sistema de distribución.

En la tabla precedente, se observan distritos técnicos sin cifras o montos en lo que concierne al mantenimiento o reparación del alumbrado público. No obstante, estas operaciones se efectúan a través de obras mayores de electrificación (por el monto y cuantía que signifique) o a través de convenios con alcaldías y gobernaciones.[71]

VII.2.3.2.3 Otros costes variables para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido.

En este punto, pretendemos mostrar el montante de la partida "otros costes variables" por KWh distribuido.

---

[70] Con la incorporación de la planta Josefa Camejo en 400 MV y obras asociadas a ésta como es el caso de subestaciones y líneas de transmisión y distribución, el Estado Falcón disfrutará de un servicio de mayor calidad. Disponible en: http://www.guia.com.ve/noticias/?id=47985

[71] En Venezuela, según la ley de orgánica municipal, el mantenimiento del alumbrado público es potestad de las Alcaldías (en España se denominan Ayuntamientos).

Tabla 7.9
"Otros costes variables" para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido (1 de 3)

	Portuguesa	Falcón			Cojedes		Carabobo		
Descripción	**Turén**	**Punto Fijo**	**Tucacas**	**Churuguara**	**San Carlos**	**Tinaquillo**	**Valencia Norte**	**Tocuyito**	**Valencia III Sur**
332 Mantenimiento de equipos y bienes muebles				35.000	1.250.000	400.000		900.000	
382 Reparaciones de equipos		855.171	571.930		600.000	3.282.400	671.340	1.680.000	1.980.740
386 Reparaciones mayores	22.550.000								
TOTAL	**22.550.000**	**855.171**	**571.930**	**35.000**	**1.850.000**	**3.682.400**	**671.340**	**2.580.000**	**1.980.740**
Energía distribuida (KWh)	249.690.795	985.740.980	565.419.619	22.136.532	464.380.415	319.526.190	841.807.127	494.139.342	2.024.018.742
Coste de "Otros Costes " por KWh distribuido	**0,090312**	**0,000868**	**0,001012**	**0,001581**	**0,003984**	**0,011525**	**0,000797**	**0,005221**	**0,000979**

Tabla 7.9: "Otros costes variables" para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido (2 de 3). Continuación…..

	Carabobo			Aragua				Guárico	
Descripción	**Guacara**	**Bejuca**	**Carlos Arvelo**	**Maracay Norte**	**Distrito Cagua**	**Maracay Sur**	**Villa de Cura**	**Valle de la Pascua**	**Calabozo**
332 Mantenimiento de equipos y bienes muebles	790.000	2.090.000	1.275.000	180.000	470.000		301.250	1.774.000	5.662.500
382 Reparaciones de equipos	1.294.500	14.852.000	6.700.822	171.000		120.000		675.000	8.163.508
433 Daños a terceros y servicios			1.084.000						
TOTAL	**2.084.500**	**16.942.000**	**9.059.822**	**351.000**	**470.000**	**120.000**	**301.250**	**2.449.000**	**13.826.008**
Energía distribuida (KWh)	**1.170.302.163**	**293.678.268**	**609.117.016**	**1.143.957.817**	**1.730.115.174**	**640.001.021**	**261.373.294**	**374.255.971**	**345.747.176**
Coste de "Otros Costes " por KWh distribuido	**0,001781**	**0,057689**	**0,014874**	**0,000307**	**0,000272**	**0,000187**	**0,001153**	**0,006544**	**0,039989**

Tabla 7.9: "Otros costes variables" para operaciones de mantenimiento por KWh distribuido (3 de 3). Continuación…..

	Guárico		Miranda		Apure			Sucre	
Descripción	**Zaraza**	**San Juan de los Morros**	**Tuy**	**Barlovento**	**San Fernando**	**Guadualito**	**Achaguas**	**Cumaná**	**El Tigre**
332 Mantenimiento de equipos y bienes muebles	300.000	2.257.107	2.420.000	3.870.000	2.115.155		1.125.000		
382 Reparaciones de equipos	4.577.000	200.000	5.545.120	3.185.000	6.642.000	840.000			463.246
433 Daños a terceros y servicios								1.247.000	
TOTAL	**4.877.000**	**2.457.107**	**7.965.120**	**7.055.000**	**8.757.155**	**840.000**	**1.125.000**	**1.247.000**	**463.246**
Energía distribuida (KWh)	**108.260.589**	**286.076.395**	**1.400.624.176**	**815.284.124**	**484.441.423**	**212.463.356**	**80.167.980**	**1.124.597.002**	**1.115.825.954**
Coste de "Otros Costes " por KWh distribuido	**0,045049**	**0,008589**	**0,005687**	**0,008653**	**0,018077**	**0,003954**	**0,014033**	**0,001109**	**0,000415**

Fuente: CADAFE. Estados financieros detallados 2006.

VII.2.3.2.4 Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh distribuido

Finalmente, para concluir este apartado, en la página siguiente mostramos el cálculo del coste por KWh distribuido por cada distrito técnico.

Tabla 7.10
Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh distribuido (1 de 17)

		Táchira							
Descripción	**Unidad**	**San Cristóbal**		**San Antonio**		**La Fría**		**La Pedrera**	
Coste fijo imputado de mano de obra (a)	Bs	1.028.557.003	58,96%	546.220.831	65,35%	981.681.540	61,99%	373.495.177	50,70%
Costes fijo imputado de amortización (b)	Bs	37.739.319	2,16%	7.811.859	0,93%	19.523.982	1,23%	6.119.669	0,83%
Otros costes fijos imputados (c)	Bs	1.381.810	0,08%	25.338.017	3,03%	900.929	0,06%	366.561	0,05%
Suministros para operaciones de mantenimiento (d)	Bs.	676.686.398	38,79%	256.456.072	30,68%	581.443.708	36,72%	356.629.943	48,41%
Otros costes variables de mantenimiento (e)	Bs.	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Coste normal (a)+(b)+(c)+(d)+(e)= (f)	Bs.	1.744.364.530	100,00%	835.826.778	100,00%	1.583.550.159	100,00%	736.611.350	100,00%
Pérdida por subactividad (g)	Bs.	5.315.357.111		3.448.756.983		4.989.644.018		3.342.628.309	
Actividad real de distribución (h)	KWh	771.890.461		289.849.052		506.693.053		140.808.380	
Coste normal por KWh (f) / (h) = (i)	Bs/KWh	2,2599		2,8837		3,1253		5,2313	
Coste por subactividad por KWh (g) / (h) = (j)	Bs/KWh	6,8862		11,8985		9,8475		23,7388	
Coste completo por KWh (i) + (j) = (k)	Bs/KWh	9,1460		14,7821		12,9727		28,9701	
Pérdida por subactividad ((k) / (j))*100 = (l)	%	304,72%		412,62%		315,09%		453,78%	

Tabla 7.10: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh distribuido (2 de 17). Continuación…

		Mérida						Barinas	
Descripción	**Unidad**	**Mérida**		**El Vigía**		**Tovar**		**Barinas**	
Coste fijo imputado de mano de obra (a)	Bs	1.139.683.073	71,79%	685.661.498	54,01%	289.278.002	48,90%	1.364.756.269	52,25%
Costes fijo imputado de amortización (b)	Bs	62.761.374	3,95%	17.917.325	1,41%	21.563.886	3,65%	53.721.231	2,06%
Otros costes fijos imputados (c)	Bs	333.259	0,02%	866.359	0,07%	214.840	0,04%	237.222	0,01%
Suministros para operaciones de mantenimiento (d)	Bs.	384.842.130	24,24%	565.135.896	44,51%	280.485.581	47,42%	1.193.367.496	45,69%
Otros costes variables de mantenimiento (e)	Bs.	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Coste normal (a)+(b)+(c)+(d)+(e)= (f)	Bs.	1.587.619.835	100,00%	1.269.581.077	100,00%	591.542.309	100,00%	2.612.082.218	100,00%
Pérdida por subactividad (g)	Bs.	3.516.356.524		2.425.952.890		1.629.997.844		5.054.458.488	
Actividad real de distribución (h)	KWh	600.862.991		319.477.449		154.792.959		802.210.530	
Coste normal por KWh (f) / (h) = (i)	Bs/KWh	2,6422		3,9739		3,8215		3,2561	
Coste por subactividad por KWh (g) / (h) = (j)	Bs/KWh	5,8522		7,5935		10,5302		6,3007	
Coste completo por KWh (i) + (j) = (k)	Bs/KWh	8,4944		11,5674		14,3517		9,5568	
Pérdida por subactividad ((k) / (j))*100 = (l)	%	221,49%		191,08%		275,55%		193,50%	

Tabla 7.10: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh distribuido (3 de 17). Continuación…

		Barinas				Trujillo			
Descripción	**Unidad**	**Socopó**		**Libertad**		**Valera**		**Trujillo**	
Coste fijo imputado de mano de obra (a)	Bs	633.997.205	64,76%	474.102.003	69,25%	805.532.040	71,17%	655.928.349	66,34%
Costes fijo imputado de amortización (b)	Bs	12.576.745	1,28%	3.159.142	0,46%	38.793.208	3,43%	1.733.940	0,18%
Otros costes fijos imputados (c)	Bs	186.536	0,02%	607.552	0,09%	562.652	0,05%	0	0,00%
Suministros para operaciones de mantenimiento (d)	Bs.	332.287.133	33,94%	206.786.643	30,20%	287.010.404	25,36%	331.135.844	33,49%
Otros costes variables de mantenimiento (e)	Bs.	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Coste normal (a)+(b)+(c)+(d)+(e)= (f)	Bs.	979.047.618	100,00%	684.655.340	100,00%	1.131.898.304	100,00%	988.798.133	100,00%
Pérdida por subactividad (g)	Bs.	2.904.540.854		2.147.608.654		2.409.225.778		3.226.645.146	
Actividad real de distribución (h)	KWh	129.586.891		139.487.630		624.814.749		266.187.024	
Coste normal por KWh (f) / (h) = (i)	Bs/KWh	7,5551		4,9084		1,8116		3,7147	
Coste por subactividad por KWh (g) / (h) = (j)	Bs/KWh	22,4138		15,3964		3,8559		12,1217	
Coste completo por KWh (i) + (j) = (k)	Bs/KWh	29,9690		20,3048		5,6675		15,8364	
Pérdida por subactividad ((k) / (j))*100 = (l)	%	296,67%		313,68%		212,85%		326,32%	

Tabla 7.10: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh distribuido (4 de 17). Continuación…..

		Trujillo						Portuguesa	
Descripción	**Unidad**	**Caja Seca**		**Sabana de Mendoza**		**Boconó**		**Acarigua**	
Coste fijo imputado de mano de obra (a)	Bs	667.238.330	71,61%	480.983.452	58,16%	375.659.562	74,63%	767.556.188	33,97%
Costes fijo imputado de amortización (b)	Bs	10.033.695	1,08%	16.683.407	2,02%	6.381.868	1,27%	109.913.092	4,87%
Otros costes fijos imputados (c)	Bs	323.181	0,03%	727.729	0,09%	221.850	0,04%	76.930.973	3,41%
Suministros para operaciones de mantenimiento (d)	Bs.	254.169.657	27,28%	328.664.516	39,74%	121.133.069	24,06%	1.304.806.503	57,76%
Otros costes variables de mantenimiento (e)	Bs.	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Coste normal (a)+(b)+(c)+(d)+(e)= (f)	Bs.	931.764.863	100,00%	827.059.103	100,00%	503.396.348	100,00%	2.259.206.757	100,00%
Pérdida por subactividad (g)	Bs.	2.395.692.338		2.000.861.994		1.930.370.351		3.126.248.154	
Actividad real de distribución (h)	KWh	284.354.786		116.312.751		77.007.871		935.055.892	
Coste normal por KWh (f) / (h) = (i)	Bs/KWh	3,2768		7,1106		6,5369		2,4161	
Coste por subactividad por KWh (g) / (h) = (j)	Bs/KWh	8,4250		17,2024		25,0672		3,3434	
Coste completo por KWh (i) + (j) = (k)	Bs/KWh	11,7018		24,3131		31,6041		5,7595	
Pérdida por subactividad ((k) / (j))*100 = (l)	%	257,11%		241,92%		383,47%		138,38%	

Tabla 7.10: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh distribuido (5 de 17). Continuación….

		Portuguesa				Falcón			
Descripción	**Unidad**	**Guanare**		**Turén**		**Coro**		**Punto Fijo**	
Coste fijo imputado de mano de obra (a)	Bs	947.357.655	34,08%	414.576.898	50,42%	1.295.495.513	38,71%	2.123.461.840	40,78%
Costes fijo imputado de amortización (b)	Bs	83.483.832	3,00%	3.407.366	0,41%	107.391.931	3,21%	11.554.998	0,22%
Otros costes fijos imputados (c)	Bs	65.216.740	2,35%	40.117.016	4,88%	55.705.808	1,66%	80.557.986	1,55%
Suministros para operaciones de mantenimiento (d)	Bs.	1.684.007.656	60,57%	341.518.536	41,54%	1.888.312.840	56,42%	2.991.260.232	57,44%
Otros costes variables de mantenimiento (e)	Bs.	0	0,00%	22.550.000	2,74%	0	0,00%	855.171	0,02%
Coste normal (a)+(b)+(c)+(d)+(e)= (f)	Bs.	2.780.065.883	100,00%	822.169.816	100,00%	3.346.906.092	100,00%	5.207.690.226	100,00%
Pérdida por subactividad (g)	Bs.	3.090.318.100		1.565.240.905		4.498.395.096		5.123.142.486	
Actividad real de distribución (h)	KWh	428.656.056		249.690.795		633.774.153		985.740.980	
Coste normal por KWh (f) / (h) = (i)	Bs/KWh	6,4855		3,2928		5,2809		5,2830	
Coste por subactividad por KWh (g) / (h) = (j)	Bs/KWh	7,2093		6,2687		7,0978		5,1973	
Coste completo por KWh (i) + (j) = (k)	Bs/KWh	13,6949		9,5615		12,3787		10,4803	
Pérdida por subactividad ((k) / (j))*100 = (l)	%	111,16%		190,38%		134,40%		98,38%	

Tabla 7.10: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh distribuido (6 de 17)

		Falcón						Cojedes	
Descripción	**Unidad**	**Tucacas**		**Churuguara**		**Dabajuro**		**Yaritagua**	
Coste fijo imputado de mano de obra (a)	Bs	977.930.379	52,64%	763.194.134	87,35%	367.905.320	54,31%	2.315.350.299	66,79%
Costes fijo imputado de amortización (b)	Bs	65.056.357	3,50%	7.656.403	0,88%	4.240.839	0,63%	114.363.261	3,30%
Otros costes fijos imputados (c)	Bs	30.233.661	1,63%	9.775.466	1,12%	23.464.653	3,46%	1.080.851	0,03%
Suministros para operaciones de mantenimiento (d)	Bs.	784.124.421	42,20%	93.021.265	10,65%	281.859.322	41,60%	1.035.902.944	29,88%
Otros costes variables de mantenimiento (e)	Bs.	571.930	0,03%	35.000	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Coste normal (a)+(b)+(c)+(d)+(e)= (f)	Bs.	1.857.916.749	100,00%	873.682.268	100,00%	677.470.134	100,00%	3.466.697.355	100,00%
Pérdida por subactividad (g)	Bs.	3.437.377.779		1.529.504.920		1.564.156.805		3.522.121.472	
Actividad real de distribución (h)	KWh	565.419.619		22.136.532		84.110.757		682.452.039	
Coste normal por KWh (f) / (h) = (i)	Bs/KWh	3,2859		39,4679		8,0545		5,0798	
Coste por subactividad por KWh (g) / (h) = (j)	Bs/KWh	6,0793		69,0942		18,5964		5,1610	
Coste completo por KWh (i) + (j) = (k)	Bs/KWh	9,3652		108,5620		26,6509		10,2407	
Pérdida por subactividad ((k) / (j))*100 = (l)	%	185,01%		175,06%		230,88%		101,60%	

Tabla 7.10: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh distribuido (7 de 17)

		Cojedes				Carabobo			
Descripción	**Unidad**	**San Carlos**		**Tinaquillo**		**Valencia Norte**		**Tocuyito**	
Coste fijo imputado de mano de obra (a)	Bs	842.784.649	59,54%	1.844.007.862	56,94%	2.124.985.414	65,98%	973.303.039	76,14%
Costes fijo imputado de amortización (b)	Bs	76.926.870	5,43%	764.899.784	23,62%	163.920.102	5,09%	3.947.357	0,31%
Otros costes fijos imputados (c)	Bs	86.496.642	6,11%	207.647.999	6,41%	111.119.359	3,45%	53.652.392	4,20%
Suministros para operaciones de mantenimiento (d)	Bs.	407.463.749	28,79%	418.502.576	12,92%	819.999.517	25,46%	244.881.494	19,16%
Otros costes variables de mantenimiento (e)	Bs.	1.850.000	0,13%	3.682.400	0,11%	671.340	0,02%	2.580.000	0,20%
Coste normal (a)+(b)+(c)+(d)+(e)= (f)	Bs.	1.415.521.910	100,00%	3.238.740.621	100,00%	3.220.695.733	100,00%	1.278.364.283	100,00%
Pérdida por subactividad (g)	Bs.	3.997.773.421		3.721.315.902		3.018.493.080		2.077.411.494	
Actividad real de distribución (h)	KWh	464.380.415		319.526.190		841.807.127		494.139.342	
Coste normal por KWh (f) / (h) = (i)	Bs/KWh	3,0482		10,1361		3,8259		2,5871	
Coste por subactividad por KWh (g) / (h) = (j)	Bs/KWh	8,6088		11,6464		3,5857		4,2041	
Coste completo por KWh (i) + (j) = (k)	Bs/KWh	11,6570		21,7824		7,4117		6,7912	
Pérdida por subactividad ((k) / (j))*100 = (l)	%	282,42%		114,90%		93,72%		162,51%	

Tabla 7.10: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh distribuido (8 de 17)

		Carabobo							
Descripción	**Unidad**	**Valencia III Sur**		**Guacara**		**Bejuma**		**Carlos Arvelo**	
Coste fijo imputado de mano de obra (a)	Bs	1.836.636.995	76,12%	1.162.727.255	76,04%	3.046.605.480	54,54%	2.582.741.722	87,99%
Costes fijo imputado de amortización (b)	Bs	83.678.595	3,47%	55.704.493	3,64%	45.012.445	0,81%	9.684.281	0,33%
Otros costes fijos imputados (c)	Bs	114.406.405	4,74%	50.958.449	3,33%	118.527.412	2,12%	97.764.245	3,33%
Suministros para operaciones de mantenimiento (d)	Bs.	376.034.344	15,59%	257.588.551	16,85%	2.358.919.383	42,23%	236.102.944	8,04%
Otros costes variables de mantenimiento (e)	Bs.	1.980.740	0,08%	2.084.500	0,14%	16.942.000	0,30%	9.059.822	0,31%
Coste normal (a)+(b)+(c)+(d)+(e)= (f)	Bs.	2.412.737.079	100,00%	1.529.063.247	100,00%	5.586.006.720	100,00%	2.935.353.014	100,00%
Pérdida por subactividad (g)	Bs.	2.358.720.728		1.822.610.605		5.523.800.782		2.659.854.600	
Actividad real de distribución (h)	KWh	2.024.018.742		1.170.302.163		293.678.268		609.117.016	
Coste normal por KWh (f) / (h) = (i)	Bs/KWh	1,1921		1,3066		19,0208		4,8190	
Coste por subactividad por KWh (g) / (h) = (j)	Bs/KWh	1,1654		1,5574		18,8090		4,3667	
Coste completo por KWh (i) + (j) = (k)	Bs/KWh	2,3574		2,8639		37,8299		9,1858	
Pérdida por subactividad ((k) / (j))*100 = (l)	%	97,76%		119,20%		98,89%		90,61%	

Tabla 7.10: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh distribuido (9 de 17)

		Aragua							
Descripción	**Unidad**	**Maracay Norte**		**Camatagua**		**La Victoria**		**Cagua**	
Coste fijo imputado de mano de obra (a)	Bs	2.299.101.677	68,87%	415.643.478	91,66%	1.592.625.860	90,18%	2.415.213.670	94,79%
Costes fijo imputado de amortización (b)	Bs	379.959.224	11,38%	11.681.887	2,58%	31.382.944	1,78%	77.345.897	3,04%
Otros costes fijos imputados (c)	Bs	14.510.119	0,43%	3.674.502	0,81%	8.720.870	0,49%	27.665.892	1,09%
Suministros para operaciones de mantenimiento (d)	Bs.	644.297.325	19,30%	22.447.861	4,95%	133.418.678	7,55%	27.330.245	1,07%
Otros costes variables de mantenimiento (e)	Bs.	351.000	0,01%	0	0,00%	0	0,00%	470.000	0,02%
Coste normal (a)+(b)+(c)+(d)+(e)= (f)	Bs.	3.338.219.346	100,00%	453.447.729	100,00%	1.766.148.352	100,00%	2.548.025.704	100,00%
Pérdida por subactividad (g)	Bs.	8.818.430.873		2.762.596.090		6.418.955.090		7.325.483.618	
Actividad real de distribución (h)	KWh	1.143.957.817		74.240.731		469.170.804		1.730.115.174	
Coste normal por KWh (f) / (h) = (i)	Bs/KWh	2,9181		6,1078		3,7644		1,4727	
Coste por subactividad por KWh (g) / (h) = (j)	Bs/KWh	7,7087		37,2113		13,6815		4,2341	
Coste completo por KWh (i) + (j) = (k)	Bs/KWh	10,6268		43,3191		17,4459		5,7069	
Pérdida por subactividad ((k) / (j))*100 = (l)	%	264,17%		609,24%		363,44%		287,50%	

Tabla 7.10: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh distribuido (10 de 17)

		Aragua				Guárico			
Descripción	**Unidad**	**Maracay Sur**		**Villa de Cura**		**Valle de la Pascua**		**Calabozo**	
Coste fijo imputado de mano de obra (a)	Bs	2.024.282.732	90,19%	1.040.596.267	92,96%	878.627.315	61,54%	1.352.533.066	74,46%
Costes fijo imputado de amortización (b)	Bs	21.904.778	0,98%	33.209.081	2,97%	145.547.450	10,19%	73.109.563	4,03%
Otros costes fijos imputados (c)	Bs	18.664.374	0,83%	9.030.909	0,81%	16.867.364	1,18%	15.470.783	0,85%
Suministros para operaciones de mantenimiento (d)	Bs.	179.462.124	8,00%	36.297.445	3,24%	384.242.963	26,91%	361.396.263	19,90%
Otros costes variables de mantenimiento (e)	Bs.	120.000	0,01%	301.250	0,03%	2.449.000	0,17%	13.826.008	0,76%
Coste normal (a)+(b)+(c)+(d)+(e)= (f)	Bs.	2.244.434.009	100,00%	1.119.434.951	100,00%	1.427.734.092	100,00%	1.816.335.683	100,00%
Pérdida por subactividad (g)	Bs.	5.051.035.337		3.231.715.266		3.273.829.159		3.802.648.950	
Actividad real de distribución (h)	KWh	640.001.021		261.373.294		374.255.971		345.747.176	
Coste normal por KWh (f) / (h) = (i)	Bs/KWh	3,5069		4,2829		3,8149		5,2534	
Coste por subactividad por KWh (g) / (h) = (j)	Bs/KWh	7,8922		12,3644		8,7476		10,9984	
Coste completo por KWh (i) + (j) = (k)	Bs/KWh	11,3992		16,6473		12,5624		16,2517	
Pérdida por subactividad ((k) / (j))*100 = (l)	%	225,05%		288,69%		229,30%		209,36%	

Tabla 7.10: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh distribuido (11 de 17)

		Guárico				Monagas		Miranda	
Descripción	**Unidad**	**Zaraza**		**San Juan de los Morros**		**Altagracia de Orituco**		**Tuy**	
Coste fijo imputado de mano de obra (a)	Bs	358.083.035	49,68%	3.064.415.510	86,35%	512.508.934	60,86%	1.498.104.078	83,49%
Costes fijo imputado de amortización (b)	Bs	2.000.618	0,28%	29.926.995	0,84%	16.350.761	1,94%	133.940.270	7,46%
Otros costes fijos imputados (c)	Bs	25.447.058	3,53%	15.008.718	0,42%	7.906.484	0,94%	7.648.597	0,43%
Suministros para operaciones de mantenimiento (d)	Bs.	330.428.122	45,84%	436.922.171	12,31%	305.373.880	36,26%	146.785.356	8,18%
Otros costes variables de mantenimiento (e)	Bs.	4.877.000	0,68%	2.457.107	0,07%	0	0,00%	7.965.120	0,44%
Coste normal (a)+(b)+(c)+(d)+(e)= (f)	Bs.	720.835.834	100,00%	3.548.730.501	100,00%	842.140.059	100,00%	1.794.443.421	100,00%
Pérdida por subactividad (g)	Bs.	3.135.150.255		5.261.961.717		1.256.042.821		6.862.903.673	
Actividad real de distribución (h)	KWh	108.260.589		286.076.395		98.851.214		1.400.624.176	
Coste normal por KWh (f) / (h) = (i)	Bs/KWh	6,6583		12,4048		8,5193		1,2812	
Coste por subactividad por KWh (g) / (h) = (j)	Bs/KWh	28,9593		18,3936		12,7064		4,8999	
Coste completo por KWh (i) + (j) = (k)	Bs/KWh	35,6176		30,7984		21,2257		6,1811	
Pérdida por subactividad ((k) / (j))*100 = (l)	%	434,93%		148,28%		149,15%		382,45%	

Tabla 7.10: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh distribuido (12 de 17)

		Miranda		Apure					
Descripción	**Unidad**	**Barlovento**		**San Fernando**		**Guadualito**		**Achaguas**	
Coste fijo imputado de mano de obra (a)	Bs	1.318.248.335	66,29%	1.865.111.586	66,65%	2.146.955.259	86,17%	1.811.094.664	86,13%
Costes fijo imputado de amortización (b)	Bs	82.539.125	4,15%	252.918.000	9,04%	33.185.455	1,33%	14.070.177	0,67%
Otros costes fijos imputados (c)	Bs	18.938.844	0,95%	39.643.780	1,42%	34.188.142	1,37%	48.871.003	2,32%
Suministros para operaciones de mantenimiento (d)	Bs.	561.756.758	28,25%	631.839.467	22,58%	276.279.855	11,09%	227.609.692	10,82%
Otros costes variables de mantenimiento (e)	Bs.	7.055.000	0,35%	8.757.155	0,31%	840.000	0,03%	1.125.000	0,05%
Coste normal (a)+(b)+(c)+(d)+(e)= (f)	Bs.	1.988.538.062	100,00%	2.798.269.987	100,00%	2.491.448.711	100,00%	2.102.770.536	100,00%
Pérdida por subactividad (g)	Bs.	7.149.926.984		2.445.036.422		2.199.992.847		1.802.893.625	
Actividad real de distribución (h)	KWh	815.284.124		484.441.423		212.463.356		80.167.980	
Coste normal por KWh (f) / (h) = (i)	Bs/KWh	2,4391		5,7763		11,7265		26,2296	
Coste por subactividad por KWh (g) / (h) = (j)	Bs/KWh	8,7699		5,0471		10,3547		22,4889	
Coste completo por KWh (i) + (j) = (k)	Bs/KWh	11,2089		10,8234		22,0812		48,7185	
Pérdida por subactividad ((k) / (j))*100 = (l)	%	359,56%		87,38%		88,30%		85,74%	

Tabla 7.10: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh distribuido (13 de 17)

		Amazonas		Sucre					
Descripción	**Unidad**	**Amazonas**		**Cumaná**		**Carupano**		**El Tigre**	
Coste fijo imputado de mano de obra (a)	Bs	1.441.234.232	67,64%	729.015.296	38,17%	1.461.123.838	51,96%	1.124.074.517	65,57%
Costes fijo imputado de amortización (b)	Bs	33.749.849	1,58%	108.546.958	5,68%	49.008.935	1,74%	102.971.679	6,01%
Otros costes fijos imputados (c)	Bs	35.505.274	1,67%	32.157.053	1,68%	100.107.875	3,56%	54.529.403	3,18%
Suministros para operaciones de mantenimiento (d)	Bs.	620.175.935	29,11%	1.039.038.108	54,40%	1.201.669.041	42,73%	432.399.947	25,22%
Otros costes variables de mantenimiento (e)	Bs.	0	0,00%	1.247.000	0,07%	0	0,00%	463.246	0,03%
Coste normal (a)+(b)+(c)+(d)+(e)= (f)	Bs.	2.130.665.290	100,00%	1.910.004.415	100,00%	2.811.909.689	100,00%	1.714.438.791	100,00%
Pérdida por subactividad (g)	Bs.	3.331.948.942		2.986.121.394		3.855.260.392		2.758.635.998	
Actividad real de distribución (h)	KWh	197.046.043		1.124.597.002		512.449.619		1.115.825.954	
Coste normal por KWh (f) / (h) = (i)	Bs/KWh	10,8130		1,6984		5,4872		1,5365	
Coste por subactividad por KWh (g) / (h) = (j)	Bs/KWh	16,9095		2,6553		7,5232		2,4723	
Coste completo por KWh (i) + (j) = (k)	Bs/KWh	27,7225		4,3537		13,0104		4,0088	
Pérdida por subactividad ((k) / (j))*100 = (l)	%	156,38%		156,34%		137,10%		160,91%	

Tabla 7.10: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh distribuido (14 de 17)

		Sucre				Anzoátegui			
Descripción	**Unidad**	**Barcelona**		**Puerto La Cruz**		**Clarines**		**Anaco**	
Coste fijo imputado de mano de obra (a)	Bs	956.923.557	48,51%	1.033.299.076	57,41%	566.428.018	66,33%	956.295.722	75,41%
Costes fijo imputado de amortización (b)	Bs	195.921.125	9,93%	173.324.266	9,63%	38.028.260	4,45%	41.489.921	3,27%
Otros costes fijos imputados (c)	Bs	194.053.867	9,84%	19.200.292	1,07%	13.773.595	1,61%	14.072.178	1,11%
Suministros para operaciones de mantenimiento (d)	Bs.	625.852.792	31,72%	573.898.171	31,89%	235.697.635	27,60%	256.240.388	20,21%
Otros costes variables de mantenimiento (e)	Bs.	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Coste normal (a)+(b)+(c)+(d)+(e)= (f)	Bs.	1.972.751.341	100,00%	1.799.721.805	100,00%	853.927.508	100,00%	1.268.098.208	100,00%
Pérdida por subactividad (g)	Bs.	1.621.369.162		2.070.204.197		2.437.993.882		2.103.124.196	
Actividad real de distribución (h)	KWh	1.619.344.437		1.013.337.917		366.347.335		906.165.987	
Coste normal por KWh (f) / (h) = (i)	Bs/KWh	1,2182		1,7760		2,3309		1,3994	
Coste por subactividad por KWh (g) / (h) = (j)	Bs/KWh	1,0013		2,0430		6,6549		2,3209	
Coste completo por KWh (i) + (j) = (k)	Bs/KWh	2,2195		3,8190		8,9858		3,7203	
Pérdida por subactividad ((k) / (j))*100 = (l)	%	82,19%		115,03%		285,50%		165,85%	

Tabla 7.10: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KW distribuido (15 de 17)

		Bolívar							
Descripción	**Unidad**	**Puerto Ordaz**		**San Félix**		**El Callao**		**Upata**	
Coste fijo imputado de mano de obra (a)	Bs	1.911.928.540	52,77%	1.179.436.339	47,68%	449.597.328	75,47%	998.848.002	81,30%
Costes fijo imputado de amortización (b)	Bs	235.553.740	6,50%	79.579.626	3,22%	8.930.030	1,50%	7.513.205	0,61%
Otros costes fijos imputados (c)	Bs	86.855.866	2,40%	150.097.236	6,07%	17.841.030	2,99%	25.132.266	2,05%
Suministros para operaciones de mantenimiento (d)	Bs.	1.388.617.661	38,33%	1.064.649.631	43,04%	119.350.014	20,03%	197.089.568	16,04%
Otros costes variables de mantenimiento (e)	Bs.	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Coste normal (a)+(b)+(c)+(d)+(e)= (f)	Bs.	3.622.955.808	100,00%	2.473.762.832	100,00%	595.718.402	100,00%	1.228.583.041	100,00%
Pérdida por subactividad (g)	Bs.	3.343.596.192		2.166.777.006		1.635.875.870		2.387.875.817	
Actividad real de distribución (h)	KWh	2.023.230.595		865.206.158		274.741.691		187.109.533	
Coste normal por KWh (f) / (h) = (i)	Bs/KWh	1,7907		2,8592		2,1683		6,5661	
Coste por subactividad por KWh (g) / (h) = (j)	Bs/KWh	1,6526		2,5043		5,9542		12,7619	
Coste completo por KWh (i) + (j) = (k)	Bs/KWh	3,4433		5,3635		8,1225		19,3280	
Pérdida por subactividad ((k) / (j))*100 = (l)	%	92,29%		87,59%		274,61%		194,36%	

Tabla 7.10: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KW distribuido (16 de 17)

		Bolívar		Monagas				Delta Amacuro	
Descripción	**Unidad**	**Caicara del Orinoco**		**Maturín**		**Punta de Mata**		**Tucupita**	
Coste fijo imputado de mano de obra (a)	Bs	621.984.440	85,92%	1.146.544.183	17,29%	588.014.941	46,75%	782.975.025	53,19%
Costes fijo imputado de amortización (b)	Bs	19.203.430	2,65%	80.461.138	1,21%	6.724.652	0,53%	23.859.146	1,62%
Otros costes fijos imputados (c)	Bs	9.847.533	1,36%	308.729.890	4,66%	371.039.737	29,50%	395.850.867	26,89%
Suministros para operaciones de mantenimiento (d)	Bs.	72.859.879	10,06%	5.095.061.497	76,84%	292.041.016	23,22%	269.403.326	18,30%
Otros costes variables de mantenimiento (e)	Bs.	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Coste normal (a)+(b)+(c)+(d)+(e)= (f)	Bs.	723.895.281	100,00%	6.630.796.708	100,00%	1.257.820.346	100,00%	1.472.088.363	100,00%
Pérdida por subactividad (g)	Bs.	438.645.425		2.617.485.438		3.893.646.845		3.156.289.287	
Actividad real de distribución (h)	KWh	78.537.725		1.628.503.457		318.184.106		498.690.316	
Coste normal por KWh (f) / (h) = (i)	Bs/KWh	9,2172		4,0717		3,9531		2,9519	
Coste por subactividad por KWh (g) / (h) = (j)	Bs/KWh	5,5852		1,6073		12,2371		6,3292	
Coste completo por KWh (i) + (j) = (k)	Bs/KWh	14,8023		5,6790		16,1902		9,2811	
Pérdida por subactividad ((k) / (j))*100 = (l)	%	60,60%		39,47%		309,56%		214,41%	

Tabla 7.10: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh distribuido (17 de 17)

Descripción	Unidad	Promedio de Coste de Distribución Nacional	
Coste fijo imputado de mano de obra (a)	Bs	**75.430.263.494**	**61,13%**
Costes fijo imputado de amortización (b)	Bs	**4.571.300.838**	**3,70%**
Otros costes fijos imputados (c)	Bs	**3.396.975.954**	**2,75%**
Suministros para operaciones de mantenimiento (d)	Bs.	**39.870.473.582**	**32,31%**
Otros costes variables de mantenimiento (e)	Bs.	**115.166.788**	**0,09%**
Coste normal (a)+(b)+(c)+(d)+(e)= (f)	Bs.	**123.384.180.657**	**100,00%**
Pérdida por subactividad (g)	Bs.	**210.978.036.382**	
Actividad real de distribución (h)	KWh	**37.282.691.779**	
Coste normal por KWh (f) / (h) = (i)	Bs/KWh	**3,3094**	
Coste por subactividad por KWh (g) / (h) = (j)	Bs/KWh	**5,6589**	
Coste completo por KWh (i) + (j) = (k)	Bs/KWh	**8,9683**	
Pérdida por subactividad ((k) / (j))*100 = (l)	%	**170,99%**	

Fuente: CADAFE. Estados financieros detallados 2006.

Comenzaremos por decir que el coste completo promedio nacional en la actividad de distribución se sitúa en 8,9683 Bs/KWh, mientras que el coste normalizado asciende a 3,3094 Bs/KWh. Es decir, la subactividad incrementa los costes unitarios en un 170,99%.

En cuanto a la diferencia entre coste normalizado y completo, los distritos técnicos que presentan mayor diferencia entre ambos son: Camatagua (609,24%), La Pedrera (453,78%) y Zaraza (434,93%). Si bien es cierto que las instalaciones disponibles deben ser capaces de absorber los incrementos poblacionales futuros (es decir, aunque un cierto nivel de ociosidad es tolerable por la razón señalada), la situación actual es a todas luces excesiva.

Por otra parte, los costes normalizados más elevados los encontramos en los distritos de: Churuguara (39,4679 Bs/KWh), Achaguas (26,2296 Bs/KWh) y Bejuma (19,0208 Bs/KWh), mientras que los más bajos los encontramos en los distritos Tuy (1,2812 Bs/KWh), Barcelona (1,2182 Bs/KWh) y Valencia III Sur (1,1921).

Las zonas geográficas donde se registran los costes más elevados son zonas con actividades agrícolas, mineras y artesanales, como Falcón, Guárico y Apure. En estas zonas, se necesitan grandes extensiones de líneas y, por el contrario, hay poca cantidad

de energía a suministrar. Esto implica la misma cantidad de operarios y mayor cantidad de gastos por mantenimiento de unidades automotoras y pluses de personal.

VII.2.3.2.5 Coste real y normalizado por Estado o localidad geográfica

Como se mencionó en los puntos anteriores, en algunos Estados, la energía se distribuye por parte de dos o más distritos técnicos, razón por la cual, calcularemos el coste del servicio en función de aquellos distritos técnicos que forman parte del Estado en cuestión, en la forma que se presenta en la tabla siguiente:

Tabla 7.11
Coste normalizado por Estado o localidad geográfica (1 de 3)

Distrito	Energía distribuida	Coste normalizado	Coste Completo	Bs/KWh Normal	Bs/KWh completo
San Cristóbal	771.890.461	1.744.364.530	7.059.721.641	2,2599	9,1460
San Antonio	289.849.052	835.826.778	4.284.583.761	2,8837	14,7821
Distrito La Fría	506.693.053	1.583.550.159	6.573.194.177	3,1253	12,9727
La Pedrera	140.808.380	736.611.350	4.079.239.659	5,2313	28,9701
Localidad Táchira	**1.709.240.946**	**4.900.352.817**	**21.996.739.238**	**2,8670**	**12,8693**
Mérida	600.862.991	1.587.619.835	5.103.976.359	2,6422	8,4944
El Vigía	319.477.449	1.269.581.077	3.695.533.967	3,9739	11,5674
Tovar	154.792.959	591.542.309	2.221.540.153	3,8215	14,3517
Localidad Mérida	**1.075.133.398**	**3.448.743.222**	**11.021.050.479**	**3,2077**	**10,2509**
Barinas	802.210.530	2.612.082.218	7.666.540.706	3,2561	9,5568
Socopó	129.586.891	979.047.618	3.883.588.473	7,5551	29,9690
Libertad	139.487.630	684.655.340	2.832.263.994	4,9084	20,3048
Localidad Barinas	**1.071.285.050**	**4.275.785.176**	**14.382.393.172**	**3,9913**	**13,4254**
Valera	624.814.749	1.131.898.304	3.541.124.082	1,8116	5,6675
Trujillo	266.187.024	988.798.133	4.215.443.279	3,7147	15,8364
Caja Seca	284.354.786	931.764.863	3.327.457.201	3,2768	11,7018
Sabana de Mendoza	116.312.751	827.059.103	2.827.921.097	7,1106	24,3131
Boconó	77.007.871	503.396.348	2.433.766.699	6,5369	31,6041
Localidad Trujillo	**1.368.677.180**	**4.382.916.751**	**16.345.712.357**	**3,2023**	**11,9427**
Acarigua	935.055.892	2.259.206.757	5.385.454.911	2,4161	5,7595
Guanare	428.656.056	2.780.065.883	5.870.383.983	6,4855	13,6949
Turén	249.690.795	822.169.816	2.387.410.722	3,2928	9,5615
Localidad Portuguesa	**1.613.402.743**	**5.861.442.457**	**13.643.249.616**	**3,6330**	**8,4562**

Tabla 7.11: Coste normalizado por Estado o Localidad geográfica. (2 e 3). Continuación….

Distrito	Energía Distribuida	Coste normalizado	Coste completo	Bs/KWh normal	Bs/KWh completo
Coro	633.774.153	3.346.906.092	7.845.301.188	5,2809	12,3787
Punto Fijo	985.740.980	5.207.690.226	10.330.832.712	5,2830	10,4803
Tucaras	565.419.619	1.857.916.749	5.295.294.528	3,2859	9,3652
Churuguara	22.136.532	873.682.268	2.403.187.188	39,4679	108,5620
Dabajuro	84.110.757	677.470.134	2.241.626.939	8,0545	26,6509
Localidad Falcón	**2.291.182.042**	**11.963.665.469**	**28.116.242.555**	**5,2216**	**12,2715**
Yaritagua	682.452.039	3.466.697.355	6.988.818.827	5,0798	10,2407
San Carlos	464.380.415	1.415.521.910	5.413.295.331	3,0482	11,6570
Tinaquillo	319.526.190	3.238.740.621	6.960.056.524	10,1361	21,7824
Localidad Cojedes	**1.466.358.644**	**8.120.959.886**	**19.362.170.681**	**5,5382**	**13,2043**
Valencia Norte	841.807.127	3.220.695.733	6.239.188.813	3,8259	7,4117
Tocuyito	494.139.342	1.278.364.283	3.355.775.777	2,5871	6,7912
Valencia III Sur	2.024.018.742	2.412.737.079	4.771.457.807	1,1921	2,3574
Guacara	1.170.302.163	1.529.063.247	3.351.673.852	1,3066	2,8639
Bejuca	293.678.268	5.586.006.720	11.109.807.501	19,0208	37,8299
Carlos Arvelo	609.117.016	2.935.353.014	5.595.207.615	4,8190	9,1858
Localidad Carabobo	**5.433.062.658**	**16.962.220.076**	**34.423.111.365**	**3,1220**	**6,3359**
Maracay Norte	1.143.957.817	3.338.219.346	12.156.650.219	2,9181	10,6268
Camatagua	74.240.731	453.447.729	3.216.043.818	6,1078	43,3191
La Victoria	469.170.804	1.766.148.352	8.185.103.442	3,7644	17,4459
Cagua	1.730.115.174	2.548.025.704	9.873.509.322	1,4727	5,7069
Maracay Sur	640.001.021	2.244.434.009	7.295.469.346	3,5069	11,3992
Villa de Cura	261.373.294	1.119.434.951	4.351.150.217	4,2829	16,6473
Localidad Aragua	**4.318.858.840**	**11.469.710.090**	**45.077.926.363**	**2,6557**	**10,4375**
Valle de la Pascua	374.255.971	1.427.734.092	4.701.563.252	3,8149	12,5624
Calabozo	345.747.176	1.816.335.683	5.618.984.633	5,2534	16,2517
Zaraza	108.260.589	720.835.834	3.855.986.089	6,6583	35,6176
San Juan de los Morros	286.076.395	3.548.730.501	8.810.692.217	12,4048	30,7984
Localidad Guárico	**1.114.340.130**	**7.513.636.110**	**22.987.226.192**	**6,7427**	**20,6286**
Altagracia de Orituco	98.851.214	842.140.059	2.098.182.880	8,5193	21,2257
Localidad Monagas	**98.851.214**	**842.140.059**	**2.098.182.880**	**8,5193**	**21,2257**
Tuy	1.400.624.176	1.794.443.421	8.657.347.094	1,2812	6,1811
Barlovento	815.284.124	1.988.538.062	9.138.465.046	2,4391	11,2089
Localidad Miranda	**2.215.908.300**	**3.782.981.482**	**17.795.812.140**	**1,7072**	**8,0309**
San Fernando	484.441.423	2.798.269.987	5.243.306.409	5,7763	10,8234
Guadualito	212.463.356	2.491.448.711	4.691.441.558	11,7265	22,0812
Achaguas	80.167.980	2.102.770.536	3.905.664.162	26,2296	48,7185
Localidad Apure	**777.072.760**	**7.392.489.234**	**13.840.412.128**	**9,5133**	**17,8110**
Amazonas	197.046.043	2.130.665.290	5.462.614.233	10,8130	27,7225
Localidad Amazonas	**197.046.043**	**2.130.665.290**	**5.462.614.233**	**10,8130**	**27,7225**

Tabla 7.11: Coste normalizado por Estado o Localidad geográfica. (3 de 3). Continuación….

Distrito	Energía Distribuida	Coste normalizado	Coste completo	Bs/KWh normal	Bs/KWh completo
Cumaná	1.124.597.002	1.910.004.415	4.896.125.809	1,6984	4,3537
Carupano	512.449.619	2.811.909.689	6.667.170.080	5,4872	13,0104
El Tigre	1.115.825.954	1.714.438.791	4.473.074.789	1,5365	4,0088
Barcelona	1.619.344.437	1.972.751.341	3.594.120.503	1,2182	2,2195
Puerto La Cruz	1.013.337.917	1.799.721.805	3.869.926.002	1,7760	3,8190
Localidad Sucre	**5.385.554.928**	**10.208.826.041**	**23.500.417.184**	**1,8956**	**4,3636**
Clarines	366.347.335	853.927.508	3.291.921.390	2,3309	8,9858
Anaco	906.165.987	1.268.098.208	3.371.222.404	1,3994	3,7203
Localidad Anzoategui	**1.272.513.322**	**2.122.025.716**	**6.663.143.794**	**1,6676**	**5,2362**
Distrito Puerto Ordaz	2.023.230.595	3.622.955.808	6.966.552.000	1,7907	3,4433
Distrito San Félix	865.206.158	2.473.762.832	4.640.539.837	2,8592	5,3635
El Callao	274.741.691	595.718.402	2.231.594.272	2,1683	8,1225
Upata	187.109.533	1.228.583.041	3.616.458.859	6,5661	19,3280
Caicara del Orinoco	78.537.725	723.895.281	1.162.540.706	9,2172	14,8023
Localidad Bolívar	**3.428.825.702**	**8.644.915.363**	**18.617.685.673**	**2,5212**	**5,4298**
Maturín	1.628.503.457	6.630.796.708	9.248.282.146	4,0717	5,6790
Punta de Mata	318.184.106	1.257.820.346	5.151.467.191	3,9531	16,1902
Localidad Monagas	**1.946.687.563**	**7.888.617.054**	**14.399.749.337**	**4,0523**	**7,3971**
Tucupita	498.690.316	1.472.088.363	4.628.377.650	2,9519	9,2811
Localidad Delta Amacuro	498.690.316	1.472.088.363	4.628.377.650	2,9519	9,2811
Total general	**37.282.691.779**	**123.384.180.657**	**334.362.217.039**	**3,3094**	**8,9683**

Fuente: Diseño propio a partir de: información suministrada por la empresa 2006.

La división política territorial de Venezuela está compuesta por 23 Estados y 1 Distrito Federal, para un total de 24 localidades geográficas, de las cuales 19, casi en su totalidad, son atendidas por la empresa CADAFE.

Los cálculos realizados nos muestran que el menor coste completo se da en las localidades Sucre (4,3636), Anzoátegui (5,2362) y Bolívar (5,4298), mientras que los mayores costes se dan en las localidades Amazonas (27,7225), Monagas (21,2257), Guárico (20,6286) y Apure (17,8110).

En lo que al coste normalizado se refiere, también encontramos los mayores costes en las localidades Amazonas (10,8130), Apure (9,5133), Monagas (8,5193) y Guarico (6,7427).

Las diferencias más amplias en cuanto a los costes normales y completos las encontramos entre las localidades Sucre (5 distritos) y Amazonas (1 distrito), donde la topografía y estructuras departamentales podrían ser una de las causantes de esta diferencia.

Con relación a la topografía, la extensión territorial de la localidad Amazonas es netamente selvática y, las restantes, forman parte de los llanos orientales del país. Esto nos sirve para sacar una primera conclusión en cuanto a los costes involucrados, por cuanto este tipo de topografía requiere de grandes extensiones de líneas de distribución para suplir de energía a pocos usuarios del servicio, mostrando claras diferencias en los costes normales y completos ante el bajo nivel de aprovechamiento del sistema.

Las localidades a que hacemos referencia en el párrafo anterior no requieren de gran cantidad de estructuras departamentales para cubrir las necesidades de los usuarios, no obstante, los costes fijos por amortización del inmovilizado, mano de obra y otros incrementan el coste unitario, ante la poca demanda de energía distribuida.

En el caso específico de la localidad Apure sus costes involucrados se ven afectados por el Distrito Achaguas debido a la baja oferta de energía, la cual es suplida mediante la generación distribuida.[72]

VII.2.3.2.6 Principales hallazgos en el proceso de distribución de energía.

- Por término medio la pérdida por subactividad incrementa los costes unitarios en un 171,23%. El mayor diferencial lo refleja el distrito técnico Camatagua con un 609,24%, debido a su coeficiente de actividad del 13,49% y su mayor inyección de recursos en el coste de nómina e inmovilizado.

---

[72]Como se explicó en capítulos anteriores, el uso de la generación distribuida incrementan los costes por mantenimiento de las unidades automotoras, reposición de activos y coste de materia prima.

Se activan 15 nuevos megavatios en Achaguas. Disponible en: Energía. Inaugurada planta de distribución en Achaguas. (2008).

http://www.minci.gob.ve/noticias/1/183520/inaugurada_planta_de.html

- Tal y como lo hemos dicho en los apartados anteriores, las continuas suspensiones del servicio forman parte de los elementos que han ocasionado la precitada subactividad, bien por la falta de generación de energía, o por deterioro en las líneas de distribución y subestaciones que no permiten que la energía fluya en las condiciones requeridas hasta el usuario final del servicio. Por ejemplo, el factor de uso de las líneas de transmisión prevé un nivel de tolerancia de hasta un 15%. En el caso que la cantidad de energía supere este máximo, por cuanto las demás líneas están rotas o deterioradas, ocurre lo que se denomina "saturación del sistema", provocando la suspensión del servicio.
- Es necesario que la empresa CADAFE evalúe rápidamente lo comentado y efectúe las inversiones necesarias a fin de incrementar la cantidad de energía distribuida y solucionar las recurrentes suspensiones del servicio.
- De hecho, en la actualidad, la mayor o menor inversión de recursos para el mantenimiento del sistema se centraliza en la disminución de los niveles de interrupción y no en el incremento de la demanda.
- Esta circunstancia limita la cantidad de energía accesible para los usuarios (demanda insatisfecha) y desmejora los niveles de tensión (calidad del servicio) ante el incremento de la carga del sistema, debido a que el usuario buscará el método que sea necesario para hacerse acreedor del servicio (clientes activos o ilegales). No obstante, es conveniente que la empresa continúe, a corto plazo, con los programas destinados al uso racional del servicio eléctrico: cambio de la luminarias de luz amarilla por blanca; sustitución de aires acondicionados antiguos o de carga avanzada y, revisión y sustitución de neveras, entre otros. Estos métodos disminuyen la carga máxima y presiones de la demanda en el sistema.
- Los costes unitarios en la distribución de la energía también se ven afectados por la topografía del terreno y el tipo de cliente a quien se le suministra, como es el caso de la prestación del servicio a clientes agropecuarios, donde se requiere grandes instalaciones de líneas y mantenimiento, con poca distribución de energía.
- En torno a lo descrito, comenzamos diciendo que la empresa cancela gastos por manutención y alojamiento después de 25 Km de distancia, con respecto a la central de distribución y, en el caso de horas extraordinarias, después de concluir la jornada laboral en costes que superan el 40% el de la hora normal.

- En este sentido, es importante que la empresa CADAFE evalúe la instalación de "jefaturas de línea" en sectores rurales o de continuas fallas o anomalías (compuesto del personal y equipos necesarios), con el fin de mejorar la calidad del servicio y disminuir los pluses indicados.
- Por otra parte, dentro de los costes por mano de obra, los apartados para provisiones por antigüedad y jubilación para los trabajadores de la empresa constituyen una pare importante, cuya cuantía se ha venido incrementando ante una mayor imputación de horas extraordinarias y viáticos, entre otros.
- En consecuencia, es neceario revisar la cantidad de operarios por distrito técnico, por cuanto la menor cantidad de éstos disminuye la efectividad de la central e incrementa los costes por sobretiempos e importes por seguridad social (ante el desgaste de los trabajadores).
- Los costes importantes reflejados por algunos distritos, en cuanto a los materiales destinados al mantenimiento del sistema de distribución de la energía, se originan ante la falta de controles específicos para la entrada y salida del material que mejore la incidencia de estos sobre el coste unitario del servicio.
- Asimismo, la partida de otros costes presenta un mayor o menor grado de inyección de recursos en función de las labores de mantenimiento y reparación de alumbrado público.
- En algunos sectores, esta labor la ejecutan las alcaldías o ayuntamientos por administración directa o mediante actividades conjuntas con la empresa y central de distribución. No obstante, es necesario efectuar diagnósticos previos antes de materializar la labor de mantenimiento o reparación a la que hacemos referencia.

CAPITULO VIII
CÁLCULO DEL COSTE DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA EN EL SECTOR ELÉCTRICO VENEZOLANO: MÉTODO PROPUESTO Y APLICACIÓN PRÁCTICA

VIII.1 Introducción

Como ya hemos mencionado, la literatura existente sobre cálculo de costes en el sector eléctrico está mayoritariamente enfocada hacia la determinación de tarifas por parte del Estado. En cambio, existe muy poco escrito sobre el cálculo de costes en las empresas eléctricas con fines de gestión interna.

Puesto que nuestro propósito en este trabajo es abordar el cálculo de costes en las empresas eléctricas desde esta última perspectiva, prescindiremos de la revisión pormenorizada de la literatura existente sobre el cálculo de costes para fijación de tarifas eléctricas por parte del Estado y nos ceñiremos exclusivamente a los estudios que abordan el cálculo de costes con fines de gestión interna.

En este capítulo, abordaremos la fase de comercialización, sugeriremos formas de superar las carencias detectadas y mostraremos aplicaciones prácticas de nuestras propuestas.

Las citadas aplicaciones prácticas serán llevadas a cabo en la empresa CADAFE, cuyas características principales y razones de su elección se encuentran expuestas en el capítulo dedicado a la generación de energía.

VIII.2 Coste de comercialización de energía

VIII.2.1. Finalidad perseguida

El cálculo de costes correspondiente a la actividad de comercialización puede perseguir una doble finalidad:

1. Por una parte, puede estar enfocado a evaluar el grado de eficiencia de cada una de las oficinas comerciales de que dispone la empresa. Lo anterior implica calcular el coste de comercialización de cada Kilovatio de energía para cada oficina individual, distinguiendo de forma separada las pérdidas generadas por subactividad, que en este sector constituye un elemento muy importante a tener en cuenta.
2. Por otra parte, el cálculo puede ceñirse a obtener el coste correspondiente a este eslabón de la cadena de valor, en aras de configurar finalmente el coste medio ponderado de cada kilovatio de energía comercializado.

En el primero de los casos, disponer de la información señalada en los términos descritos permitiría a las empresas eléctricas:

1. Conocer dentro de las oficinas comerciales el grado de eficiencia de cada una de ellas. Esto permitiría identificar las oficinas en las que se desarrollan mejores prácticas para, a partir de ahí, realizar una transferencia de conocimiento que mejore la situación planteada.

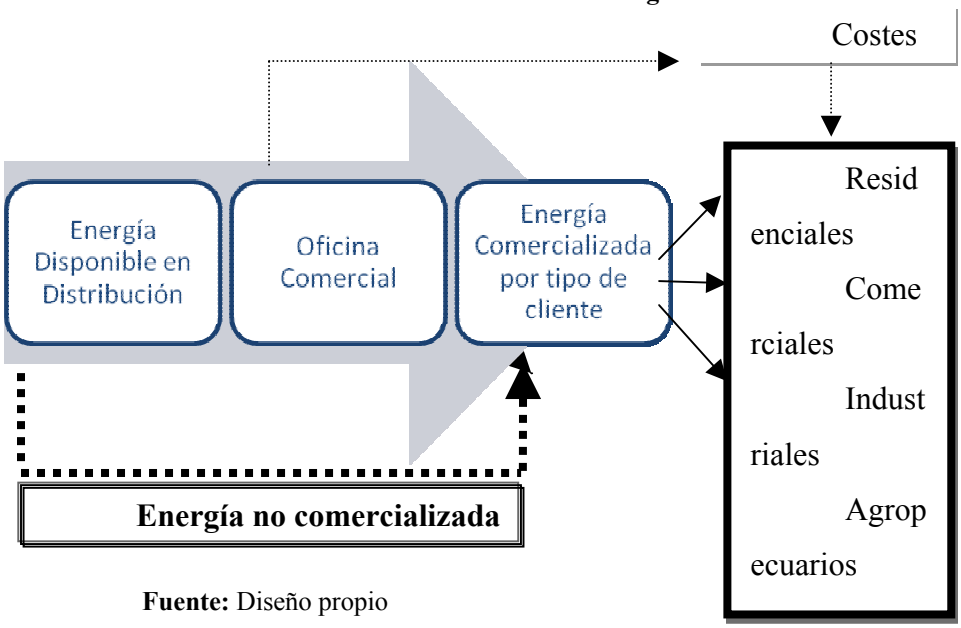
   Por ejemplo, debe tenerse en cuenta que dentro de las oficinas comerciales caben diferentes variantes. Así, puede ser que la mayor concentración de clientes comerciales e industriales en una oficina comercial implique una menor rotación de equipos de medición. Por otro lado, la ubicación de estas oficinas en zonas urbanas o rurales podría ocasionar diferencias en cuanto al tiempo de respuesta a los reclamos, costes adicionales en el proceso de toma de lectura e inversiones adicionales en la captación de clientes. No obstante, también podría ocurrir que oficinas comerciales dirigidas a un mismo tipo de cliente y ubicadas en zonas similares mostraran costes diferentes, debido, por ejemplo, a la automatización de procesos.

En cualquier caso, las citadas diferencias en costes indicarían la presencia de algún tipo de anomalía que sería preciso investigar.

2. Identificar el coste que representa la energía comercializada por oficina comercial y el nivel de eficiencia de éstas. Ello permitirá orientar las decisiones futuras de inversión en materia de comercialización.
3. Por otra parte, la puesta de manifiesto de los importes correspondientes a pérdidas por subactividad debidas a la no comercialización del servicio contribuirá a concienciar a los responsables de la oficina comercial sobre la necesidad de planificar adecuadamente las labores de mantenimiento de las mismas.

Para visualizar el objeto que se persigue en la actividad de comercialización de la energía por oficina comercial, en el gráfico siguiente se reflejan los puntos de interés para el logro de la finalidad perseguida.

Gráfico 8.1
Comercialización de la Energía



Fuente: Diseño propio

El gráfico precedente muestra los puntos importantes que con respecto a los costes debemos abordar en este apartado y que finalmente constituirán el coste de este eslabón en la cadena de valor.

VIII.2.2 Identificación de los recursos utilizados en la comercialización de la energía

a) **Inmovilizado específico de comercialización**: Comprende específicamente la sede de la oficina comercial y vehículos de transporte.
b) **Personal**: Nos referimos al personal encargado del control de materiales y suministros, así como también al personal destinado al control de la energía consumida y de las nuevas solicitudes de usuarios.
c) **Otros costes fijos**: Se refiere a los costes de edificaciones, vehículos, gastos administrativos y de oficina y otros costes varios necesarios para el proceso, tales como: patente municipal.
d) **Suministros para operaciones de mantenimiento**: Comprende los equipos de medición, cable concéntrico, herramientas de corte y reconexión y otros equipos necesarios para el control y suministro de la energía por cliente servido.

Para hacernos una idea de la importancia relativa de cada uno de estos epígrafes sobre los costes totales de una oficina comercial, cabe decir que, en el caso de la empresa CADAFE, los costes se promedian en el siguiente orden: inmovilizado (2%), gastos de personal (85%), otros recursos fijos (12%), suministros para operaciones de mantenimiento (1%).

En atención a los promedios indicados, resulta imprescindible el estudio de la llamada subactividad en la mano de obra como factor del cálculo de costes por KWh comercializado.

VIII.2.3 Propuestas existentes en la literatura para el cálculo de costes de comercialización: análisis crítico y sugerencias de mejora

VIII.2.3.1. Propuestas para el cálculo de costes con fines de evaluación del grado de eficiencia de las diferentes oficinas comerciales

Con referencia a la literatura existente sobre cálculo de costes con fines de evaluación del grado de eficiencia y el estudio de la llamada "subactividad" de las diferentes oficinas comerciales, cabe decir que ésta es prácticamente nula. Por lo tanto, no nos queda más remedio que realizar nuestra propia propuesta, apoyándonos en la literatura general sobre el cálculo de costes.

Atendiendo a los insumos que hemos señalado en el caso de las oficinas comerciales, el cálculo del coste por KW de energía comercializado implicaría detallar los siguientes elementos:

1. Coste normalizado de la amortización del inmovilizado, personal, y otros costes fijos por KW comercializado
    a. Costes fijos reales de amortización del inmovilizado
    b. Costes fijos reales de personal
    c. Otros costes fijos reales
    d. Capacidad normal de comercialización de energía
    e. Coeficiente de actividad correspondiente a esta fase
    f. Pérdida por subactividad y costes fijos imputados
    g. Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros costes fijos por KW comercializado
2. Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KW comercializado
3. Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KW comercializado

Este nivel de detalle inicialmente permitirá conocer los costes reales por oficina comercial y luego detallar la información por localidad geográfica, que en todo caso, permitirá solventar las siguientes anomalías:

- Construcción de obras de extensión en aquellos sitios donde no es posible captar como clientes los usuarios del servicio eléctrico bajo condiciones seguras y de calidad.

- Cambio del cable conductor de distribución de energía por líneas anti fraude (triples) en sitios donde las pérdidas de energía lleguen a promedios importantes.
- Dotación de equipos de medición y suministros necesarios para la captación de usuarios del servicio.
- Rotación de equipos de medición por antigüedad y por reflejar fallas técnicas en el registro de consumo.
- Reducción de anomalías de lectura que inducen a facturar consumos irreales a los usuarios del servicio.

De manera similar a lo planteado en los casos anteriores, queremos dejar de manifiesto la incidencia que tiene en el resultado de la empresa el uso ineficiente de sus recursos. Para ello, distinguiremos el coste normal por KW comercializado de las pérdidas por subactividad que provoca el no aprovechamiento del máximo potencial que permiten desplegar los recursos estructurales disponibles.

Como el procedimiento a seguir es semejante al ya explicado en las actividades anteriores, pasaremos directamente a la realización de los cálculos correspondientes en la empresa CADAFE.

VIII.2.3.2 Aplicación práctica en la empresa CADAFE

VIII.2.3.2.1 Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros costes fijos por KW comercializado

De acuerdo con lo descrito en puntos anteriores, a continuación, se refleja una aplicación práctica del cálculo del coste unitario de comercialización por KWh en la empresa CADAFE y, más concretamente, en la región de Los Andes (Táchira, Mérida, Trujillo y Barinas).

La razón por la cual nos concentramos en una sola región obedece a que, metodológicamente, el procedimiento a aplicar es semejante para todas las demás

regiones, excediendo el nivel de detalle con el que es preciso trabajar en este apartado (oficina comercial) de lo que sería una extensión razonable para este trabajo, si es que se abordaran todas las regiones.

a) Costes fijos reales de amortización del inmovilizado

En lo que concierne a los costes por amortización del inmovilizado, en la **Tabla 8.1**, ofrecemos el montante que representa la base de la inversión de cada oficina comercial y los cálculos por depreciación lineal del inmovilizado.

Tabla 8.1

Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (1 de 13)

Descripción	Tiempo Años	Táchira											
		San Cristóbal I			Táriba			Capacho			Santa Ana		
		Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición
Edificios y construcciones	50,00	306.362.957	2	6.128.485	91.233.158	2	1.825.028	51.382.026	2	1.027.846	48.824.160	2	976.679
Equipos de medición	12,50	54.715.877	8	4.377.489	16.294.079	8	1.303.592	9.176.738	8	734.176	8.719.908	8	697.628
Parque automotor	5,00	13.121.969	20	2.626.493	3.907.648	20	782.155	2.200.767	20	440.505	2.091.210	20	418.577
Muebles y equipos de oficina	10,00	17.510.656	10	1.750.996	5.214.575	10	521.437	2.936.820	10	293.670	2.790.622	10	279.051
Equipos de radiocomunicaciones	5,00	4.373.990	20	875.498	1.302.549	20	260.718	733.589	20	146.835	697.070	20	139.526
Equipos de computación	5,00	8.747.980	20	1.750.996	2.605.099	20	521.437	1.467.178	20	293.670	1.394.140	20	279.051
TOTALES		**404.833.429**		**17.509.956**	**120.557.109**		**5.214.366**	**67.897.118**		**2.936.703**	**64.517.109**		**2.790.510**

Tabla 8.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (2 de 13). Continuación…..

Descripción	Tiempo Años	Táchira											
		San Cristóbal II			San Cristóbal III			San Antonio			Ureña		
		Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición
Edificios y construcciones	50,00	129.590.982	2	2.592.338	376.014.830	2	7.521.801	97.838.105	2	1.957.153	101.544.406	2	2.031.294
Equipos de medición	12,50	23.144.718	8	1.851.670	67.155.577	8	5.372.715	17.473.711	8	1.397.967	18.135.649	8	1.450.925
Parque automotor	5,00	5.550.570	20	1.111.002	16.105.260	20	3.223.629	4.190.548	20	838.780	4.349.294	20	870.555
Muebles y equipos de oficina	10,00	7.406.976	10	740.668	21.491.719	10	2.149.086	5.592.091	10	559.187	5.803.930	10	580.370
Equipos de radiocomunicaciones	5,00	1.850.190	20	370.334	5.368.420	20	1.074.543	1.396.849	20	279.593	1.449.765	20	290.185
Equipos de computación	5,00	3.700.380	20	740.668	10.736.840	20	2.149.086	2.793.699	20	559.187	2.899.529	20	580.370
TOTALES		**171.243.815**		**7.406.680**	**496.872.645**		**21.490.859**	**129.285.002**		**5.591.867**	**134.182.574**		**5.803.698**

Tabla 8.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (3 de 13). Continuación…..

		Táchira											
Descripción	**Tiempo Años**	**Rubio**			**Delicias**			**La Fría**			**Colón**		
		Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición
Edificios y construcciones	49,99	92.163.692	2	1.843.643	4.518.436	2	90.387	527.269.629	2	10.547.502	96.720.778	2	1.934.802
Equipos de medición	12,50	16.460.271	8	1.316.888	806.985	8	64.562	94.169.413	8	7.533.930	17.274.158	8	1.382.002
Parque automotor	5,00	3.947.504	20	790.133	193.531	20	38.737	22.583.722	20	4.520.358	4.142.691	20	829.201
Muebles y equipos de oficina	10,00	5.267.761	10	526.755	258.258	10	25.825	30.136.924	10	3.013.572	5.528.228	10	552.801
Equipos de radiocomunicaciones	5,00	1.315.835	20	263.378	64.510	20	12.912	7.527.907	20	1.506.786	1.380.897	20	276.400
Equipos de computación	5,00	2.631.670	20	526.755	129.021	20	25.825	15.055.815	20	3.013.572	2.761.794	20	552.801
TOTALES		**121.786.733**		**5.267.550**	**5.970.742**		**258.248**	**696.743.411**		**30.135.719**	**127.808.547**		**5.528.007**

Tabla 8.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (4 de 13). Continuación…..

		Táchira											
Descripción	**Tiempo Años**	**Coloncito**			**La Grita**			**Pregonero**			**Queniquea**		
		Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición
Edificios y construcciones	49,99	515.679.667	2	10.315.656	103.840.227	2	2.077.220	13.335.238	2	266.758	43.365.217	2	867.478
Equipos de medición	12,50	92.099.467	8	7.368.326	18.545.679	8	1.483.729	2.381.650	8	190.542	7.744.950	8	619.627
Parque automotor	5,00	22.087.307	20	4.420.995	4.447.627	20	890.237	571.168	20	114.325	1.857.395	20	371.776
Muebles y equipos de oficina	10,00	29.474.482	10	2.947.330	5.935.151	10	593.491	762.196	10	76.217	2.478.607	10	247.851
Equipos de radiocomunicaciones	5,00	7.362.436	20	1.473.665	1.482.542	20	296.746	190.389	20	38.108	619.132	20	123.925
Equipos de computación	5,00	14.724.872	20	2.947.330	2.965.085	20	593.491	380.778	20	76.217	1.238.263	20	247.851
TOTALES		**681.428.230**		**29.473.303**	**137.216.312**		**5.934.914**	**17.621.419**		**762.166**	**57.303.565**		**2.478.508**

Tabla 8.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (5 de 13). Continuación…..

		Táchira						Mérida					
Descripción	**Tiempo Años**	**La Pedrera**			**El Piñal**			**Mérida I**			**Mucuchíes**		
		Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición
Edificios y construcciones	49,99	63.448.768	2	1.269.229	62.766.177	2	1.255.575	12.126.352	2	242.576	2.502.612	2	50.062
Equipos de medición	12,50	11.331.837	8	906.592	11.209.927	8	896.839	2.165.745	8	173.268	446.962	8	35.759
Parque automotor	5,00	2.717.603	20	543.955	2.688.366	20	538.103	519.389	20	103.961	107.190	20	21.455
Muebles y equipos de oficina	10,00	3.626.514	10	362.637	3.587.499	10	358.736	693.101	10	69.307	143.041	10	14.304
Equipos de radiocomunicaciones	5,00	905.868	20	181.318	896.122	20	179.368	173.130	20	34.654	35.730	20	7.152
Equipos de computación	5,00	1.811.735	20	362.637	1.792.244	20	358.736	346.259	20	69.307	71.460	20	14.304
TOTALES		**83.842.324**		**3.626.369**	**82.940.336**		**3.587.356**	**16.023.976**		**693.073**	**3.306.996**		**143.035**

Tabla 8.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (6 de 13). Continuación…..

		Mérida											
Descripción	**Tiempo Años**	**Ejido**			**Lagunillas**			**La Parroquia**			**Mérida II**		
		Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición
Edificios y construcciones	49,99	6.913.935	2	138.306	78.891.179	2	1.578.139	13.006.636	2	260.185	19.758.483	2	395.249
Equipos de medición	12,50	1.234.816	8	98.790	14.089.824	8	1.127.242	2.322.962	8	185.846	3.528.830	8	282.321
Parque automotor	5,00	296.134	20	59.274	3.379.024	20	676.345	557.093	20	111.508	846.284	20	169.392
Muebles y equipos de oficina	10,00	395.177	10	39.516	4.509.149	10	450.897	743.415	10	74.339	1.129.327	10	112.928
Equipos de radiocomunicaciones	5,00	98.711	20	19.758	1.126.341	20	225.448	185.698	20	37.169	282.095	20	56.464
Equipos de computación	5,00	197.423	20	39.516	2.252.682	20	450.897	371.395	20	74.339	564.190	20	112.928
TOTALES		**9.136.196**		**395.161**	**104.248.199**		**4.508.969**	**17.187.199**		**743.385**	**26.109.209**		**1.129.282**

Tabla 8.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (7 de 13). Continuación…..

		Mérida											
		Santo Domingo			El Vigía			Tovar			Caño Zancudo		
Descripción	**Tiempo Años**	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición
Edificios y construcciones	50,00	34.853.257	2	697.205	38.162.423	2	763.401	440.963.817	2	8.821.040	106.097.328	2	2.122.371
Equipos de medición	12,50	6.224.729	8	498.003	6.815.740	8	545.287	78.755.350	8	6.300.743	18.948.793	8	1.515.979
Parque automotor	5,00	1.492.815	20	298.802	1.634.552	20	327.172	18.887.119	20	3.780.446	4.544.302	20	909.588
Muebles y equipos de oficina	10,00	1.992.093	10	199.201	2.181.233	10	218.115	25.203.980	10	2.520.297	6.064.160	10	606.392
Equipos de radiocomunicaciones	5,00	497.605	20	99.601	544.851	20	109.057	6.295.706	20	1.260.149	1.514.767	20	303.196
Equipos de computación	5,00	995.210	20	199.201	1.089.701	20	218.115	12.591.413	20	2.520.297	3.029.535	20	606.392
TOTALES		**46.055.710**		**1.992.013**	**50.428.500**		**2.181.146**	**582.697.386**		**25.202.972**	**140.198.885**		**6.063.917**

Tabla 8.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (8 de 13). Continuación…..

		Mérida			Barinas								
Descripción	**Tiempo Años**	Canagua			Barinas			Barinitas			Barrancas		
		Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición
Edificios y construcciones	50,00	2.136.043	2	42.729	267.185.755	2	5.344.784	62.243.031	2	1.245.110	49.268.011	2	985.557
Equipos de medición	12,50	381.493	8	30.521	47.718.898	8	3.817.703	11.116.494	8	889.364	8.799.179	8	703.970
Parque automotor	5,00	91.490	20	18.313	11.443.953	20	2.290.622	2.665.959	20	533.618	2.110.220	20	422.382
Muebles y equipos de oficina	10,00	122.089	10	12.208	15.271.422	10	1.527.081	3.557.598	10	355.746	2.815.991	10	281.588
Equipos de radiocomunicaciones	5,00	30.497	20	6.104	3.814.651	20	763.541	888.653	20	177.873	703.407	20	140.794
Equipos de computación	5,00	60.993	20	12.208	7.629.302	20	1.527.081	1.777.306	20	355.746	1.406.814	20	281.588
TOTALES		**2.822.605**		**122.084**	**353.063.982**		**15.270.811**	**82.249.042**		**3.557.456**	**65.103.621**		**2.815.878**

Tabla 8.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (9 de 13). Continuación…..

		Barinas											
Descripción	**Tiempo Años**	**Barinas II**			**Ciudad Bolivia**			**Santa Barbara**			**Libertad**		
		Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición
Edificios y construcciones	50,00	62.332.896	2	1.246.907	86.091.794	2	1.722.180	60.025.105	2	1.200.742	48.800.960	2	976.214
Equipos de medición	12,50	11.132.544	8	890.648	15.375.841	8	1.230.129	10.720.376	8	857.673	8.715.764	8	697.296
Parque automotor	5,00	2.669.808	20	534.389	3.687.436	20	738.077	2.570.962	20	514.604	2.090.216	20	418.378
Muebles y equipos de oficina	10,00	3.562.735	10	356.259	4.920.712	10	492.052	3.430.829	10	343.069	2.789.296	10	278.918
Equipos de radiocomunicaciones	5,00	889.936	20	178.130	1.229.145	20	246.026	856.987	20	171.535	696.739	20	139.459
Equipos de computación	5,00	1.779.872	20	356.259	2.458.291	20	492.052	1.713.975	20	343.069	1.393.477	20	278.918
TOTALES		**82.367.790**		**3.562.592**	**113.763.219**		**4.920.515**	**79.318.235**		**3.430.692**	**64.486.451**		**2.789.184**

Tabla 8.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (10 de 13). Continuación…..

		Barinas									Trujillo		
Descripción	**Tiempo Años**	**San Silvestre**			**Sabaneta**			**Barinas III**			**Valera I**		
		Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición
Edificios y construcciones	50,00	23.560.385	2	471.302	33.322.138	2	666.576	71.054.252	2	1.421.369	77.535.603	2	1.551.022
Equipos de medición	12,50	4.207.843	8	336.644	5.951.274	8	476.126	12.690.162	8	1.015.264	13.847.720	8	1.107.873
Parque automotor	5,00	1.009.125	20	201.987	1.427.235	20	285.675	3.043.357	20	609.158	3.320.962	20	664.724
Muebles y equipos de oficina	10,00	1.346.631	10	134.658	1.904.579	10	190.450	4.061.217	10	406.106	4.431.669	10	443.149
Equipos de radiocomunicaciones	5,00	336.375	20	67.329	475.745	20	95.225	1.014.452	20	203.053	1.106.987	20	221.575
Equipos de computación	5,00	672.750	20	134.658	951.490	20	190.450	2.028.904	20	406.106	2.213.975	20	443.149
TOTALES		**31.133.110**		**1.346.577**	**44.032.462**		**1.904.503**	**93.892.345**		**4.061.055**	**102.456.917**		**4.431.492**

Tabla 8.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (11 de 13). Continuación…..

		Trujillo											
Descripción	**Tiempo Años**	**Valera II**			**Timotes**			**Carvajal**			**Escuque**		
		Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición
Edificios y construcciones	50,00	113.001.255	2	2.260.477	7.914.315	2	158.318	104.694.424	2	2.094.307	6.710.503	2	134.237
Equipos de medición	12,50	20.181.822	8	1.614.627	1.413.482	8	113.084	18.698.237	8	1.495.934	1.198.484	8	95.884
Parque automotor	5,00	4.840.007	20	968.776	338.982	20	67.851	4.484.214	20	897.560	287.421	20	57.530
Muebles y equipos de oficina	10,00	6.458.764	10	645.851	452.355	10	45.234	5.983.974	10	598.374	383.549	10	38.353
Equipos de radiocomunicaciones	5,00	1.613.336	20	322.925	112.994	20	22.617	1.494.738	20	299.187	95.807	20	19.177
Equipos de computación	5,00	3.226.672	20	645.851	225.988	20	45.234	2.989.476	20	598.374	191.614	20	38.353
TOTALES		**149.321.856**		**6.458.506**	**10.458.115**		**452.337**	**138.345.063**		**5.983.735**	**8.867.377**		**383.534**

Tabla 8.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (12 de 13). Continuación…..

		Trujillo											
Descripción	**Tiempo Años**	**Trujillo**			**Pampan**			**Carache**			**Boconó**		
		Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición
Edificios y construcciones	50,00	44.459.921	2	889.376	500.593.991	2	10.013.882	39.367.127	2	787.500	55.612.453	2	1.112.472
Equipos de medición	12,50	7.940.462	8	635.269	89.405.192	8	7.152.773	7.030.898	8	562.500	9.932.285	8	794.623
Parque automotor	5,00	1.904.283	20	381.161	21.441.166	20	4.291.664	1.686.151	20	337.500	2.381.962	20	476.774
Muebles y equipos de oficina	10,00	2.541.177	10	254.108	28.612.236	10	2.861.109	2.250.090	10	225.000	3.178.617	10	317.849
Equipos de radiocomunicaciones	5,00	634.761	20	127.054	7.147.055	20	1.430.555	562.050	20	112.500	793.987	20	158.925
Equipos de computación	5,00	1.269.522	20	254.108	14.294.111	20	2.861.109	1.124.101	20	225.000	1.587.975	20	317.849
TOTALES		**58.750.125**		**2.541.075**	**661.493.752**		**28.611.092**	**52.020.417**		**2.250.000**	**73.487.278**		**3.178.490**

Tabla 8.1: Costes fijos reales de amortización del inmovilizado (13 de 13). Continuación…..

		Trujillo								
Descripción	**Tiempo Años**	**Caja Seca**			**Sabana Mendoza**			**Betijoque**		
		Base	%	Imposición	Base	%	Imposición	Base	%	Imposición
Edificios y construcciones	50,00	1.893.082.156	2	37.869.215	75.350.465	2	1.507.311	75.310.958	2	1.506.520
Equipos de medición	12,50	338.101.090	8	27.049.440	13.457.458	8	1.076.651	13.450.402	8	1.076.086
Parque automotor	5,00	81.083.452	20	16.229.664	3.227.370	20	645.990	3.225.677	20	645.652
Muebles y equipos de oficina	10,00	108.202.087	10	10.819.776	4.306.774	10	430.660	4.304.516	10	430.434
Equipos de radiocomunicaciones	5,00	27.027.817	20	5.409.888	1.075.790	20	215.330	1.075.226	20	215.217
Equipos de computación	5,00	54.055.635	20	10.819.776	2.151.580	20	430.660	2.150.452	20	430.434
TOTALES		**2.501.552.237**		**108.197.758**	**99.569.437**		**4.306.602**	**99.517.231**		**4.304.344**

Fuente: CADAFE. Estados financieros detallados 2006.

Los montos determinados por amortización del inmovilizado, reflejados en las tablas precedentes, han sido obtenidos mediante la aplicación de tasas estandarizadas de la empresa CADAFE a cada uno de los equipos que componen la oficina de comercialización de la energía.

b) Costes fijos reales del personal

Siguiendo con esta línea, en la tabla y párrafos siguientes abordaremos el rubro correspondiente a mano de obra detallado por oficina comercial, para que a continuación, calculemos el monto a imputar en concepto de costes fijos.

Tabla 8.2
Costes fijos reales de personal (1 de 12)

	Táchira							
Descripción	**San Cristóbal I**	**Táriba**	**Capacho**	**Santa Ana**	**San Cristóbal II**	**San Cristóbal III**	**San Antonio**	**Ureña**
Nº de empleados operarios	20	27	8	6	20	18	15	9
Importe por nómina	**216.841.380**	**333.191.064**	**100.142.304**	**85.382.728**	**199.125.870**	**234.567.217**	**152.172.665**	**114.219.458**
111 Sueldos ordinarios fijos	150.342.602	190.922.819	75.387.501	62.177.382	131.196.610	208.764.065	88.721.652	54.953.226
112 Jornales ordinarios fijos		107.501.513	18.433.601	23.205.346			55.915.789	47.268.141
158 Sueldos y salarios personal contratado	66.498.778	34.766.733	6.321.201		67.929.260	25.803.153	7.535.225	11.998.091
Más Otras prestaciones contractuales	**160.045.622**	**296.202.926**	**88.356.971**	**60.387.591**	**135.918.345**	**191.078.897**	**149.211.879**	**128.282.787**
113 Asignaciones para vivienda	6.878.925	13.533.431	4.408.832	3.845.735	6.104.363	9.787.433	6.221.570	4.811.236
114 Asignación por vehículo	2.633.700	9.017.177	3.927.270	2.646.737	1.364.130	9.303.817	2.665.540	3.032.975
115 Auxilio de transporte	10.150	5.977.377	1.676.108	1.205.117			2.191.245	2.155.127
119 Gastos de vida	1.531.500	5.234.767	2.282.700	1.563.833	795.300	5.413.917	1.551.400	1.502.525
131 Sueldos extraordinarios	13.360.394	16.437.737	3.987.541	2.511.228	6.047.694	16.866.434	2.565.998	1.992.803
132 Jornales extraordinarios		3.813.264	726.336	340.470			2.769.156	1.452.672
133 Comisiones	39.955.582	42.920.509	10.866.554	7.339.058	43.390.334	42.026.430	17.667.184	12.360.990
134 Sobretiempos diurnos y nocturnos	20.935.358	41.795.331	11.959.272	4.663.787	18.099.646	19.859.335	11.564.832	18.665.517
135 Bono dominical y nocturno		406.612						208.342
136 Días de descanso feriado	1.404.335	15.251.696	3.275.434	773.521	613.331	804.910	4.678.383	10.726.078
137 Bonificación por suplencia		168.760	45.515		257.817	153.796		
139 Bonificación especial	48.000.000	96.000.000	28.000.000	28.000.000	40.000.000	68.000.000	44.000.000	28.000.000
140 Prima por razones de servicio profesional					176.985			
149 Otras prestaciones contractuales							35.095.269	25.965.839
150 Primas por razones de servicio técnico	6.805.982	4.568.152	3.666.106	2.426.491	3.911.114	5.000.806	3.233.015	2.282.141

Tabla 8.2: Costes fijos reales de personal (2 de 12). Continuación…..

	Táchira							
Descripción	**San Cristóbal I**	**Táriba**	**Capacho**	**Santa Ana**	**San Cristóbal II**	**San Cristóbal III**	**San Antonio**	**Ureña**
Nº de empleados operarios	**20**	**27**	**8**	**6**	**20**	**18**	**15**	**9**
154 Gastos de comida lunch	14.506.830	27.390.481	7.985.790	3.647.025	13.326.930	12.331.830	9.127.080	8.729.370
167 Prima por riesgo eléctrico	4.022.865	13.687.633	5.549.513	1.424.588	1.830.701	1.530.191	5.881.207	6.397.175
Más: Importe de seguridad social	**177.672.631**	**325.051.567**	**92.309.629**	**98.276.053**	**172.769.122**	**216.691.831**	**116.930.551**	**113.189.014**
144 Medicinas	19.956.690	69.995.893	28.780.426	28.146.408		46.168.021	20.463.558	32.456.088
145 Exámenes de laboratorio	1.733.700	6.653.820	2.837.515	2.697.565		2.323.500	2.572.485	2.760.145
146 Otras prestaciones médicas	3.259.217	16.036.109	6.905.590	9.854.704		10.488.911	4.099.294	6.588.271
155 Cotización al seguro social	30.218.593,4	28.762.884	8.846.907	7.188.826	26.021.262	33.261.042	13.215.103	10.799.593
156 Ticket cesta	77.410.200,0	105.255.360	29.563.800	25.854.360	72.252.600	86.366.280	41.443.500	35.812.980
165 Aporte en cuanto a política habitacional	3.977.058,8	5.883.477	1.834.631	1.497.729	3.665.780	4.266.393	2.625.658	2.047.651
173 Seguro colectivo de hospitalización	36.670.862,4	85.379.692	11.475.953	21.318.537	66.878.356	29.126.451	29.037.532	19.975.797
174 Aporte de la empresa al seguro personal	4.446.308,3	7.084.333	2.064.808	1.717.924	3.951.124	4.691.233	3.473.420	2.748.489
Más: Otros costes del personal	**420.055.322,6**	**862.428.990**	**324.908.638**	**223.771.250**	**273.786.139**	**735.432.787**	**387.544.358**	**207.140.122**
141 Provisión para utilidad	113.643.399,9	197.178.039	57.320.999	49.435.058		142.377.853	88.343.183	62.439.373
142 Aportes a la caja de ahorro	25.453.027,5	39.419.305	11.943.721	9.859.304		29.047.081	17.130.141	13.250.600
152 Viáticos por traslado de personal	2.933.200,0	19.735.400	6.782.300	1.927.200	2.506.800	1.368.500	5.310.700	16.437.000
182 Provisión para antigüedad	218.543.971,7	490.304.620	215.445.459	136.058.385	224.738.782	489.609.311	226.793.312	66.403.910
183 Provisión para vacaciones	47.134.579,9	96.050.894	27.276.006	21.635.085	35.741.444	59.319.200	42.639.672	41.729.027
185 Provisión bono vacacional	12.347.143,5	19.740.732	6.140.153	4.856.219	10.799.112	13.710.842	7.327.351	6.880.213
Total Costes de personal	**974.614.954,8**	**1.816.874.547**	**605.717.542**	**467.817.623**	**781.599.475**	**1.377.770.733**	**805.859.453**	**562.831.381**

Tabla 8.2: Costes fijos reales de operativo (3 de 12). Continuación…..

Descripción	Táchira								
	Rubio	**Delicias**	**La Fría**	**Colón**	**Coloncito**	**La Grita**	**Pregonero**	**Queniquea**	**La Pedrera**
Nº de empleados operarios	14	4	11	18	14	13	5	**4**	8
Importe por nómina	**170.487.746**	**50.837.526**	**164.200.120**	**248.436.994**	**170.341.280**	**177.187.776**	**107.621.524**	**77.289.332**	**105.500.739**
111 Sueldos ordinarios fijos	123.104.206	28.847.388	86.680.826	164.161.207	98.623.565	129.776.237	58.759.147	50.916.930	60.710.150
112 Jornales ordinarios fijos	46.339.432	21.990.138	55.105.742	80.468.978	53.385.459	40.102.910	41.931.830	26.372.401	19.221.113
158 Sueldos y salarios personal contratado	1.044.108		22.413.552	3.806.809	18.332.255	7.308.628	6.930.546		25.569.476
Más: Otras prestaciones contractuales	**174.171.540**	**40.250.399**	**174.038.350**	**274.703.377**	**159.557.718**	**162.653.730**	**107.989.906**	**63.540.038**	**89.203.745**
113 Asignaciones para vivienda	7.927.779	2.287.004	6.258.643	10.971.078	6.879.726	7.742.114	4.348.142	3.444.754	3.872.316
114 Asignación por vehículo	5.421.240	1.328.850	78.908	130.489	107.021	98.831	2.700.340	2.591.060	64.111
115 Auxilio de transporte	2.957.960	834.452	2.831.385	4.433.898	2.905.463	2.705.686	1.950.515	1.255.756	1.684.582
119 Gastos de vida	3.159.150	773.250					1.573.150	1.504.850	
131 Sueldos extraordinarios	5.641.682	1.504.892	5.079.132	6.372.382	5.245.377	8.240.160	1.558.210	3.539.629	4.142.949
132 Jornales extraordinarios	1.747.746		2.428.686	1.815.840	2.315.196	885.222	1.952.028	1.725.048	567.450
133 Comisiones	24.821.308	2.922.645	13.122.851	32.484.752	14.923.576	23.846.001	4.827.377	5.380.147	8.136.465
134 Sobretiempos diurnos y nocturnos	16.669.987	2.562.671	27.104.075	43.338.827	29.686.045	33.332.024	25.854.369	7.199.894	16.924.811
135 Bono dominical y nocturno	497.301			2.893.863	113.455	143.791	2.030.569		100.924
136 Días de descanso feriado	6.916.782	1.677.938	13.414.361	16.449.502	9.899.683	7.289.744	10.265.756	2.768.132	7.807.390
137 Bonificación por suplencia	57.741	66.764	268.001	822.189		220.066	532.396		61.330
139 Bonificación especial	52.000.000	9.315.069	44.000.000	75.320.548	48.000.000	56.000.000	28.000.000	24.000.000	24.000.000
140 Prima por servicio profesional			757.333	960.000			960.000	837.333	
149 Otras prestaciones contractuales	26.169.147	11.790.390	38.170.774	39.406.818	24.157.299				11.912.614
150 Primas por razones de servicio técnico	3.498.730	1.031.634	5.929.823	5.778.000	3.638.501	4.907.318			1.268.102
154 Gastos de comida lunch	9.391.950	2.268.146	6.048.270	20.082.330	2.510.190	11.796.030	12.568.466	5.542.020	2.976.120
167 Prima por riesgo eléctrico	7.293.038	1.886.694	8.546.107	13.442.861	9.176.186	5.446.744	8.868.589	**3.751.414**	5.684.580

Tabla 8.2: Costes fijos reales de operativo (4 de 12). Continuación…..

	Táchira								
Descripción	**Rubio**	**Delicias**	**La Fría**	**Colón**	**Coloncito**	**La Grita**	**Pregonero**	**Queniquea**	**La Pedrera**
Nº de empleados operarios	14	4	11	18	14	13	5	4	8
Más: Importe de seguridad social	**158.623.757**	**26.379.695**	**177.394.176**	**321.145.820**	**193.881.489**	**171.240.409**	**126.926.094**	**62.388.835**	**157.496.290**
144 Medicinas	44.196.986	3.669.543	42.593.122	128.845.819	57.976.490	59.608.374	27.364.460	19.723.059	58.274.641
145 Exámenes de laboratorio	6.154.475	279.920	2.245.240	10.580.145	4.703.579	4.519.905	2.188.315	1.377.540	4.115.965
146 Otras prestaciones médicas	8.354.277	420.000	7.689.469	20.479.441	12.096.368	12.073.264	6.558.048	5.625.888	11.106.688
155 Cotización al seguro social	14.227.526	3.764.054	27.999.455	22.809.310	15.896.746	17.333.357	10.024.063	6.202.012	9.535.061
156 Ticket cesta	52.115.280	14.600.880	51.113.160	69.020.280	51.011.520	50.394.120	29.814.120	21.160.440	37.911.720
165 Aporte por política habitacional	3.094.393	865.807	2.931.435	4.462.532	3.011.291	3.203.013	1.893.776	1.415.377	1.972.337
173 Seguro colectivo de hospitalización	27.065.214	1.867.301	38.602.369	59.577.132	45.399.732	19.952.854	46.808.395	5.466.889	32.132.902
174 Aporte por seguro personal	3.415.606	912.189	4.219.926	5.371.161	3.785.763	4.155.521	2.274.917	1.417.631	2.446.977
Más: Otros costes del personal	**558.913.926**	**54.702.814**	**490.805.510**	**718.998.145**	**691.296.840**	**673.133.872**	**217.621.920**	**329.468.761**	**322.186.211**
141 Provisión para utilidad	103.249.966	24.111.797	96.113.926	150.733.232	99.105.657	109.071.913	59.799.865	46.415.342	58.055.748
142 Aportes a la caja de ahorro	20.957.153	5.543.347	18.829.581	29.852.690	19.881.788	21.403.250	11.824.985	8.934.814	12.047.758
152 Viáticos por traslado de personal	7.490.000	8.423.500	68.474.150	37.692.200	112.506.150	68.362.150	25.876.200	10.237.050	57.572.250
182 Provisión para antigüedad	364.642.006	7.289.975	249.239.655	409.839.098	394.769.551	410.429.729	73.969.701	237.524.315	161.512.338
183 Provisión para vacaciones	52.906.905	6.677.326	48.872.114	77.402.153	55.238.014	54.283.990	39.887.256	21.722.132	26.791.610
184 Provisión jubilados y pensionados			9.276.084						
185 Provisión bono vacacional	9.667.896	2.656.869		13.478.772	9.795.681	9.582.840	6.263.913	4.635.108	6.206.507
Total Costes de personal	**1.062.196.968**	**172.170.434**	**1.006.438.155**	**1.563.284.336**	**1.215.077.327**	**1.184.215.786**	**560.159.444**	**532.686.965**	**674.386.985**

Tabla 8.2: Costes fijos reales de personal (5 de 12). Continuación…..

	Táchira	Mérida							
Descripción	**El Piñal**	**Mérida I**	**Mucuchíes**	**Ejido**	**Lagunillas**	**La Parroquia**	**Mérida II**	**Santo Domingo**	**El Vigía**
Nº de empleados operarios	7	18	6	15	16	12	18	7	27
Importe por nómina	**114.696.713**	**205.957.332**	**82.762.962**	**171.361.635**	**175.711.459**	**138.405.599**	**217.861.258**	**97.614.196**	**370.838.587**
111 Sueldos ordinarios fijos	61.447.886	170.645.933	52.319.963	135.952.489	72.488.800	109.625.871	200.824.344	48.673.565	203.866.287
112 Jornales ordinarios fijos	52.318.553		26.675.387		78.530.789			48.940.632	108.005.803
158 Sueldos y salarios personal contratado	930.275	35.311.399	3.767.613	35.409.147	24.691.870	28.779.728	17.036.914		58.966.498
Más: Otras prestaciones contractuales	**123.138.694**	**172.132.448**	**103.341.462**	**143.636.452**	**203.295.907**	**98.374.467**	**196.641.762**	**169.878.794**	**355.379.903**
113 Asignaciones para vivienda	5.130.033	8.006.445	3.382.493	6.143.040	6.941.079	5.262.652	9.075.369	4.487.148	13.731.227
114 Asignación por vehículo	65.205	11.725.997	2.171.000	7.928.657	5.860.638	5.755.512	13.514.865	1.725.102	11.500.753
115 Auxilio de transporte	2.259.600	2.215.188	1.581.165	1.745.226	3.372.053	1.470.636	2.520.882	2.293.538	6.208.023
119 Gastos de vida		733.200	122.200	702.650	244.400	427.700	977.600	122.200	794.300
131 Sueldos extraordinarios	3.886.476								
132 Jornales extraordinarios	1.679.652		45.396		385.866			45.396	22.698
133 Comisiones	10.030.411	31.944.496	5.158.450	30.374.197	17.815.062	18.170.650	42.093.454	8.967.703	35.059.583
134 Sobretiempos diurnos y nocturnos	33.372.698	36.448.427	19.035.067	35.924.099	49.562.762	19.556.981	45.563.877	43.015.510	87.535.208
135 Bono dominical y nocturno	164.821				760.319				5.216.686
136 Días de descanso feriado	11.893.866	691.655	29.207.195	489.685	30.811.836	359.556	721.827	51.497.732	25.645.917
137 Bonificación por suplencia						1.470	32.422		203.571
139 Bonificación especial	36.000.000								
140 Prima por razones de servicio profesional							960.000		
149 Otras prestaciones contractuales		57.806.100	25.060.300	44.942.436	48.000.000	36.000.000	64.000.000	32.912.200	96.655.555
150 Primas por razones de servicio técnico	2.615.906	4.950.143	1.179.554	3.311.084	1.202.161	3.483.252	3.315.669	1.117.547	2.277.603

Tabla 8.2: Costes fijos reales de personal (6 de 12). Continuación…..

	Táchira	Mérida							
Descripción	**El Piñal**	**Mérida I**	**Mucuchíes**	**Ejido**	**Lagunillas**	**La Parroquia**	**Mérida II**	**Santo Domingo**	**El Vigía**
Nº de empleados operarios	7	18	6	15	16	12	18	7	27
154 Gastos de comida lunch	8.014.140	15.354.360	9.329.570	8.547.930	22.543.110	6.263.730	10.859.989	13.243.490	39.355.834
167 Prima por riesgo eléctrico	8.025.885	2.256.437	7.069.072	3.527.449	15.796.620	1.622.329	3.005.809	10.451.228	31.172.943
Más: Importe de seguridad social	**122.430.122**	**190.729.041**	**59.046.213**	**161.942.613**	**173.513.933**	**160.113.647**	**218.288.928**	**92.041.962**	**354.361.873**
144 Medicinas	35.669.452	64.399.055	16.515.983	50.967.666	77.367.144	68.272.007	87.147.740	34.601.903	113.483.136
145 Exámenes de laboratorio	2.540.515	7.330.500	2.074.200	3.914.390	3.707.900	4.667.004	9.639.000	3.616.000	9.061.336
146 Otras prestaciones médicas	6.456.229	10.494.616	5.541.981	13.764.814	12.755.045	9.917.847	18.749.180	7.625.479	30.563.036
155 Cotización al seguro social	11.246.934	17.866.690	7.637.306	15.157.457	18.616.781	11.094.846	19.692.452	11.122.423	34.155.522
156 Ticket cesta	34.483.680	69.874.980	24.274.740	57.924.720	46.870.740	43.900.080	65.397.780	26.713.260	112.291.620
165 Aporte en cuanto a política habitacional	2.070.740	3.564.058	1.367.478	3.056.505	3.113.928	2.326.090	3.810.507	1.816.105	6.326.389
173 Seguro colectivo de hospitalización	27.404.888	13.603.293		14.091.542	7.314.099	17.767.639	9.782.421	4.302.584	41.556.503
174 Aporte de la empresa al seguro personal	2.557.685	3.595.849	1.634.525	3.065.519	3.768.297	2.168.134	4.069.848	2.244.208	6.924.331
Más: Otros costes del personal	**702.600.790**	**499.405.638**	**272.367.728**	**309.869.192**	**547.437.872**	**277.182.958**	**555.535.605**	**351.799.611**	**943.925.486**
141 Provisión para utilidad	297.054.463	128.915.366	49.048.110	108.714.376	111.301.019	80.374.357	140.275.839	66.018.456	223.800.202
142 Aportes a la caja de ahorro	13.636.541	24.778.971	8.809.440	21.539.721	21.376.272	16.117.918	26.938.478	11.815.498	43.206.002
152 Ttraslado de personal	51.224.900	11.902.079	25.631.400	7.639.300	37.252.050	1.880.200	1.134.400	39.531.300	38.038.850
157 Uniformes botas y zapatos			180.000					360.000	
182 Provisión para antigüedad	292.100.804	271.357.985	157.833.332	120.941.373	308.231.731	138.598.046	323.562.677	182.168.075	525.663.220
183 Provisión para vacaciones	42.414.658	49.448.914	26.639.438	40.698.106	58.791.538	31.403.032	49.695.351	46.954.743	94.032.498
185 Provisión bono vacacional	6.169.424	13.002.323	4.226.007	10.336.317	10.485.261	8.809.406	13.928.861	4.951.539	19.184.714
Total Costes de personal	**1.062.866.319**	**1.068.224.459**	**517.518.365**	**786.809.893**	**1.099.959.172**	**674.076.671**	**1.188.327.553**	**711.334.563**	**2.024.505.849**

Tabla 8.2: Costes fijos reales de personal (7 de 12). Continuación…..

	Mérida			Barinas					
Descripción	**Tovar**	**Caño Zancudo**	**Canagua**	**Barinas I**	**Barinitas**	**Barrancas**	**Barinas II**	**Ciudad Bolivia**	**Santa Bárbara**
Nº de empleados operarios	22	11	4	26	12	8	16	24	10
Importe por nómina	**259.238.106**	**128.639.844**	**88.924.767**	**278.629.303**	**158.888.722**	**94.256.121**	**187.701.293**	**304.868.113**	**146.478.517**
111 Sueldos ordinarios fijos	143.952.663	74.377.788	38.599.047	114.484.511	98.817.384	66.943.519	88.643.356	185.931.524	74.253.079
112 Jornales ordinarios fijos	98.817.777	54.262.056	50.325.720	50.001.071	60.071.337	27.312.602	28.416.328	65.244.349	52.993.471
158 Sueldos y salarios personal contratado	16.467.666			114.143.722			70.641.609	53.692.240	19.231.966
Más: Otras prestaciones contractuales	**349.542.599**	**158.873.446**	**148.565.203**	**391.613.902**	**180.771.973**	**95.809.140**	**250.326.086**	**330.465.919**	**185.336.000**
113 Asignaciones para vivienda	10.043.877	5.708.703	3.476.148	6.629.684	6.103.041	3.835.531	4.679.365	10.285.684	5.185.672
114 Asignación por vehículo	11.373.688	3.984.002	2.088.190					141.750	56.700
115 Auxilio de transporte	4.665.638	2.548.369	1.938.170	4.409.815	2.710.187	1.733.562	2.526.832	5.083.073	2.842.089
118 Becas y capacitación				101.250					
119 Gastos de vida	611.000	244.400	122.200		6.363.327	6.369.198			
131 Sueldos extraordinarios				9.137.471	4.391.163	4.267.591	6.003.780	11.615.310	4.015.182
132 Jornales extraordinarios	22.698		2.674.732	1.611.558	4.607.694	453.960	749.034	1.838.538	1.543.464
133 Comisiones	46.613.323	9.798.085	4.420.195	36.950.868	10.291.091	6.985.140	15.661.231	27.129.082	9.459.118
134 Sobretiempos diurnos y nocturnos	92.182.906	34.476.785	29.882.622	111.249.251	34.755.747	18.005.599	74.804.987	90.814.163	51.592.280
135 Bono dominical y nocturno	58.591	543.362		227.424	102.005	102.535			
136 Días de descanso feriado	30.926.388	35.519.109	52.239.587	47.212.668	24.965.520	8.365.242	27.400.844	33.553.866	20.331.299
137 Bonificación por suplencia			25.240					653.193	
139 Bonificación especial				52.000.000	48.000.000	26.432.877	36.000.000	80.000.000	40.000.000
140 Prima por razones de servicio profesional				837.333		480.000	880.000	933.333	
149 Otras prestaciones contractuales	76.333.334	40.000.000	28.000.000	80.000			1.164.375		
150 Primas por servicio técnico	2.481.642	2.278.548	1.012.970	3.495.045	4.859.293	1.305.063	3.345.765	3.960.860	2.464.425

Tabla 8.2: Costes fijos reales de personal (8 de 12). Continuación…..

	Mérida			Barinas					
Descripción	**Tovar**	**Caño Zancudo**	**Canagua**	**Barinas I**	**Barinitas**	**Barrancas**	**Barinas II**	**Ciudad Bolivia**	**Santa Bárbara**
Nº de empleados operarios	22	11	4	26	12	8	16	24	10
154 Gastos de comida lunch	51.982.560	11.883.510	15.367.850	69.122.160	18.442.900	12.863.840	46.165.140	35.242.290	27.028.080
167 Prima por riesgo eléctrico	22.246.954	11.888.573	7.317.300	48.549.375	15.180.007	4.609.001	30.944.734	29.214.776	20.817.690
Más: Importe de seguridad social	**252.554.651**	**92.332.640**	**87.444.318**	**245.755.947**	**169.569.776**	**77.634.115**	**182.794.495**	**314.618.362**	**121.083.314**
144 Medicinas	82.243.656	21.204.358	28.117.482	52.134.082	50.338.479	19.040.117	37.582.560	94.440.426	41.729.837
145 Exámenes de laboratorio	12.545.400	2.331.000	1.465.580	6.206.400	6.256.080	3.415.200	4.230.300	12.380.200	4.772.650
146 Otras prestaciones médicas	24.364.882	7.552.941	7.354.600	11.592.016	13.588.316	4.918.825	8.751.474	21.452.561	6.899.000
155 Cotización al seguro social	27.464.919	11.988.401	10.314.145	30.550.601	13.757.655	8.482.638	18.569.659	30.074.784	14.405.241
156 Ticket cesta	75.605.040	36.656.760	27.239.520	93.226.140	43.653.120	26.796.000	61.303.620	96.388.320	41.885.340
165 Aporte en cuanto a política habitacional	4.562.186	2.303.194	1.662.353	4.715.266	2.693.975	1.695.972	3.082.639	5.271.546	2.497.441
173 Seguro de hospitalización	19.964.697	7.525.564	9.011.526	40.420.902	36.402.236	11.445.936	45.025.221	48.332.106	5.911.358
174 Aporte de la empresa al seguro personal	5.803.872	2.770.422	2.279.111	6.910.540	2.879.915	1.839.428	4.249.022	6.278.419	2.982.446
Más: Otros costes del personal	**810.287.857**	**363.413.866**	**391.429.309**	**601.658.928**	**407.538.616**	**203.908.433**	**405.253.330**	**965.914.798**	**375.004.428**
141 Provisión para utilidad	168.190.430	82.581.420	100.173.989	170.714.623	92.853.825	55.206.384	107.274.105	185.928.389	86.399.546
142 Aportes a la caja de ahorro	32.609.615	15.051.574	10.606.214	35.606.428	17.471.447	10.669.883	22.255.915	36.027.023	16.871.074
152 Traslado de personal	83.439.400	45.886.300	44.909.800	21.173.750	67.609.615	36.204.027	34.456.700	185.506.100	73.296.900
157 Uniformes botas y zapatos	426.713		180.000					90.000	90.000
182 Provisión para antigüedad	410.709.185	160.048.811	188.355.289	258.357.791	162.494.278	58.685.425	171.279.559	421.423.358	127.736.437
183 Provisión para vacaciones	100.420.247	52.568.409	42.536.785	101.690.483	59.081.911	38.387.699	59.552.509	120.005.980	63.209.114
184 Prov. jubilados y pensionados	14.492.266								
185 Provisión bono vacacional		7.277.352	4.667.231	14.115.852	8.027.538	4.755.016	10.434.541	16.933.948	7.401.358
Total Costes de personal	**1.671.623.213**	**743.259.797**	**716.363.597**	**1.517.658.080**	**916.769.086**	**471.607.810**	**1.026.075.203**	**1.915.867.193**	**827.902.259**

Tabla 8.2: Costes fijos reales de personal (9 de 12). Continuación…..

	Barinas				Trujillo				
Descripción	**Libertad**	**San Silvestre**	**Sabaneta**	**Barinas III**	**Valera I**	**Valera II**	**Timotes**	**Carvajal**	**Escuque**
Nº de empleados operarios	10	7	8	22	27	25	11	12	6
Importe por nómina	**117.270.704**	**83.519.226**	**119.883.092**	**282.335.501**	**317.620.247**	**260.586.199**	**145.980.857**	**138.882.137**	**87.351.097**
111 Sueldos ordinarios fijos	71.391.462	56.613.626	73.779.936	173.555.344	194.979.032	113.653.170	87.143.871	86.873.767	59.661.719
112 Jornales ordinarios fijos	24.425.757	26.905.600	26.337.971	53.539.524	95.631.441	108.403.753	52.422.003	52.008.370	27.689.377
158 Salarios personal contratado	21.453.485		19.765.185	55.240.633	27.009.775	38.529.276	6.414.983		
Más: Otras prestaciones contractuales	**126.369.597**	**110.405.813**	**125.717.578**	**402.018.273**	**326.557.294**	**255.388.829**	**127.284.467**	**150.679.653**	**86.304.005**
113 Asignaciones para vivienda	3.998.159	3.338.394	4.209.334	9.169.419	12.854.199	9.653.094	6.208.479	6.125.528	3.945.510
114 Asignación por vehículo		56.700	85.050		11.246.912	905.520		5.101.362	3.945.510
115 Auxilio de transporte	2.088.057	1.726.446	1.795.290	4.466.361	5.895.751	5.124.376	2.922.253	2.865.345	1.564.177
119 Gastos de vida	6.314.663			12.563.893	431.146			216.827	150.400
131 Sueldos extraordinarios	3.186.191	2.139.632	4.592.250	8.483.889	3.060.670	1.930.320			
132 Jornales extraordinarios	1.952.028	771.732	1.180.296	3.608.982	3.177.720	4.358.016	2.042.820	2.474.082	1.361.880
133 Comisiones	14.110.276	5.955.965	12.156.209	41.547.781	35.235.568	19.050.958	10.852.749	12.287.253	11.217.255
134 Sobretiempos diurnos y nocturnos	28.052.486	27.952.831	26.852.276	100.289.982	60.178.304	63.759.250	16.630.754	27.824.165	15.524.629
135 Bono dominical y nocturno	34.002	68.003	90.337	254.822	234.366	45.396	2.289.734	58.288	
136 Días de descanso feriado	10.388.322	19.461.601	16.252.708	49.421.455	24.762.015	23.519.421	26.191.904	12.283.932	4.352.926
137 Bonificación por suplencia	48.701				694.061	424.631	496.602		72.117
139 Bonificación especial	28.000.000	24.000.000	31.320.548	72.000.000	88.000.000	64.602.740	44.000.000	42.564.384	28.000.000
140 Prima por servicio profesional		480.000	757.333	960.000	960.000	837.333			
149 Otras prestaciones contractuales		512.325				256.163			
150 Primas por servicio técnico	1.304.916			2.382.473	4.524.581	4.946.085	1.894.812	1.673.933	1.990.246
154 Gastos de comida lunch	17.977.140	14.608.350	13.689.000	58.713.660	47.535.660	30.913.488	5.936.490	21.112.650	9.879.570
167 Prima por riesgo eléctrico	8.914.658	9.333.833	12.736.947	38.155.557	27.766.342	25.062.039	7.817.868	16.091.905	4.299.785

Tabla 8.2: Costes fijos reales de personal (10 de 12). Continuación…..

	Barinas				Trujillo				
Descripción	**Libertad**	**San Silvestre**	**Sabaneta**	**Barinas III**	**Valera I**	**Valera II**	**Timotes**	**Carvajal**	**Escuque**
Nº de empleados operarios	10	7	8	22	27	25	11	12	6
Más: Importe de seguridad social	**126.476.139**	**72.999.852**	**181.931.235**	**252.494.822**	**301.925.967**	**230.153.054**	**107.789.892**	**115.872.407**	**86.287.240**
144 Medicinas	44.013.483	25.875.408	91.336.239	51.760.292	78.041.603	55.826.894	32.363.574	22.976.717	29.192.316
145 Exámenes de laboratorio	5.102.100	2.835.600	5.578.800	9.645.200	2.013.074	3.081.969	2.297.598	201.950	3.457.980
146 Otras prestaciones médicas	7.974.544	3.386.351	10.028.825	13.287.714	6.075.800	7.132.739	8.380.894	1.275.600	5.639.050
155 Cotización al seguro social	10.363.344	8.224.528	11.067.028	27.984.903	49.422.273	37.618.343	12.539.721	18.647.814	8.032.767
156 Ticket cesta	37.501.380	24.249.960	37.248.960	90.759.480	105.358.260	84.974.820	46.614.540	40.690.440	27.227.340
165 Aporte por política habitacional	2.013.271	1.477.312	2.123.338	4.845.820	5.966.418	5.018.620	2.626.484	2.418.276	1.560.488
173 Seguro colectivo de hospitalización	17.313.031	5.092.143	22.085.319	47.619.662	48.669.234	31.528.115	309.800	27.333.986	9.514.987
174 Aporte de la empresa al seguro personal	2.194.986	1.858.550	2.462.726	6.591.753	6.379.305	4.971.555	2.657.281	2.327.623	1.662.313
Más: Otros costes del personal	**356.702.993**	**253.512.892**	**291.443.597**	**722.093.846**	**778.938.475**	**673.146.278**	**395.014.374**	**316.853.828**	**280.327.228**
141 Provisión para utilidad	67.500.723	49.887.486	73.193.842	218.799.980	197.804.401	153.918.447	88.361.131	83.367.217	54.212.377
142 Aportes a la caja de ahorro	14.091.946	9.528.030	14.413.544	34.425.935	38.918.069	31.104.663	17.064.325	15.943.552	10.488.693
143 Subsidio a trabajadores por consumo eléctrico					21.504.000	22.272.000			18.432.000
147 Gastos de sindicato de CADAFE									
152 Viáticos por traslado de personal	45.125.053	60.901.075	48.568.850	33.488.450	20.353.800	39.005.200	49.398.050	3.203.150	7.996.350
157 Uniformes botas y zapatos		90.000							
182 Provisión para antigüedad	176.150.073	90.191.557	109.668.554	309.694.204	361.840.831	322.454.870	178.928.492	157.756.458	152.879.101
183 Provisión para vacaciones	46.993.930	38.830.293	39.471.523	110.935.435	118.146.168	88.409.968	52.991.483	48.870.932	31.211.383
184 Provisión jubilados y pensionados									
185 Provisión bono vacacional	6.841.268	4.084.450	6.127.285	14.749.842	20.371.207	15.981.131	8.270.893	7.712.520	5.107.324
Total Costes de personal	**726.819.433**	**520.437.783**	**718.975.502**	**1.658.942.442**	**1.725.041.983**	**1.419.274.360**	**776.069.590**	**722.288.025**	**540.269.569**

Tabla 8.2: Costes fijos reales de personal (11 de 12). Continuación…..

	Trujillo						
Descripción	**Trujillo**	**Pampam**	**Carache**	**Boconó**	**Caja Seca**	**Sabana Mendoza**	**Betijoque**
Nº de empleados operarios	22	22	8	21	23	21	6
Importe por nómina	**214.147.775**	**235.917.165**	**101.968.444**	**275.781.076**	**273.838.414**	**215.007.222**	**86.518.584**
111 Sueldos ordinarios fijos	112.422.791	135.549.758	73.831.196	158.248.515	147.047.653	122.086.587	60.031.623
112 Jornales ordinarios fijos	80.189.126	80.606.422	28.137.247	105.020.367	93.490.240	79.438.445	26.486.961
158 Sueldos y salarios personal contratado	21.535.859	19.760.984		12.512.194	33.300.521	13.482.189	
Más: Otras prestaciones contractuales	**193.076.488**	**233.793.732**	**70.665.746**	**247.275.043**	**225.928.231**	**182.984.669**	**56.665.024**
113 Asignaciones para vivienda	8.445.957	9.529.971	4.495.103	11.814.646	10.788.159	8.980.199	3.866.481
114 Asignación por vehículo		112.388		182.250	109.350	264.000	3.983.730
115 Auxilio de transporte	3.757.437	4.151.003	1.788.041	4.803.774	5.423.043	4.192.167	1.569.143
119 Gastos de vida							150.400
131 Sueldos extraordinarios		697.706	1.682.206	2.131.563	902.149		
132 Jornales extraordinarios	3.631.680	2.519.478	1.747.746	1.929.330	2.020.122	2.201.706	953.316
133 Comisiones	20.681.261	37.112.123	11.148.765	40.718.979	20.442.085	23.604.289	4.098.523
134 Sobretiempos diurnos y nocturnos	35.464.690	48.039.146	5.479.648	43.511.078	35.610.705	28.949.178	3.751.887
135 Bono dominical y nocturno	234.366	36.317	441.427		1.222.344		
136 Días de descanso feriado	18.381.002	17.359.707	5.993.541	18.823.043	31.358.504	15.414.107	1.932.231
137 Bonificación por suplencia	131.401		93.752	326.923	2.219.114		23.588
139 Bonificación especial	60.000.000	68.000.000	32.000.000	84.000.000	73.873.973	64.000.000	28.000.000
140 Prima por razones de servicio profesional		837.333			960.000		
150 Primas por razones de servicio técnico	6.693.729	3.715.083	3.158.314	6.755.511	3.059.061	6.408.926	1.578.340
154 Gastos de comida lunch	21.514.410	19.756.710	285.120	12.056.040	8.492.800	11.368.836	3.620.700
167 Prima por riesgo eléctrico	14.140.554	21.926.768	2.352.083	20.221.907	29.446.823	17.601.262	3.136.686

Tabla 8.2: Costes fijos reales de personal (12 de 12). Continuación…..

	Trujillo						
Descripción	**Trujillo**	**Pampam**	**Carache**	**Boconó**	**Caja Seca**	**Sabana Mendoza**	**Betijoque**
Nº de empleados operarios	22	22	8	21	23	21	6
Más: Importe de seguridad social	**169.631.007**	**272.768.869**	**57.821.671**	**232.015.071**	**245.190.888**	**260.184.064**	**65.845.848**
144 Medicinas	34.102.380	78.174.523	9.854.768	76.446.544	82.891.680	97.129.870	17.931.194
145 Exámenes de laboratorio	853.000	5.521.074	442.000	5.011.505	4.184.410	8.015.344	1.788.525
146 Otras prestaciones médicas	2.965.600	17.156.137	4.948.600	20.703.282	14.654.266	14.174.150	4.472.800
155 Cotización al seguro social	30.905.958	21.567.762	7.750.215	24.637.844	24.836.397	18.953.279	6.398.806
156 Ticket cesta	69.331.500	74.434.920	31.389.540	76.127.520	92.913.240	64.613.220	25.457.460
165 Aporte en cuanto a política habitacional	3.877.580	4.351.285	1.771.714	4.812.820	5.534.846	3.997.066	1.529.291
173 Seguro colectivo de hospitalización	23.629.850	66.819.576		19.069.336	14.731.857	49.233.215	6.900.213
174 Aporte de la empresa al seguro personal	3.965.139	4.743.591	1.664.835	5.206.220	5.444.192	4.067.920	1.367.558
Más: Otros costes del personal	**571.139.472**	**1.014.622.595**	**205.024.473**	**970.585.879**	**781.622.852**	**683.794.988**	**265.728.649**
141 Provisión para utilidad	126.053.180	145.837.899	62.214.838	164.650.466	173.732.798	134.000.532	104.708.521
142 Aportes a la caja de ahorro	25.370.443	28.732.855	11.917.637	33.554.312	34.050.646	25.863.963	9.632.276
143 Subsidio a trabajadores por consumo eléctrico	2.421.766						
147 Gastos de sindicato de CADAFE						394.400	
152 Viáticos por traslado de personal	59.964.550	99.677.000	41.019.400	103.364.950	175.242.550	114.543.250	6.399.450
157 Uniformes botas y zapatos				360.000	904.471	180.000	
182 Provisión para antigüedad	275.037.876	634.950.377	51.092.043	544.452.290	276.426.377	314.610.747	116.349.972
183 Provisión para vacaciones	70.267.764	89.834.237	33.168.181	106.986.512	103.130.422	80.279.888	23.321.917
184 Gasto de provisión jubilados y pensionados							
185 Provisión bono vacacional	12.023.894	15.590.227	5.612.374	17.217.350	18.135.588	13.922.208	5.316.513
Total Costes de personal	**1.147.994.743**	**1.757.102.361**	**435.480.334**	**1.725.657.070**	**1.526.580.386**	**1.341.970.943**	**474.758.105**

Fuente: CADAFE. Estados financieros detallados 2006.

La tabla anterior muestra el cálculo de los costes fijos del personal donde se refleja lo siguiente:

En cuanto a los importes se refiere, observamos que los costes más importantes se centran en otras prestaciones contractuales y provisiones por jubilaciones y antigüedad, entre otros. En un segundo aspecto, encontramos, después de los sueldos y jornales fijos, los gastos por seguridad social en lo que concierne a medicinas y ticket cesta.

c) Otros costes fijos reales

En la tabla siguiente, haremos mención a los costes referidos a edificios, vehículos y costes de administración, entre otros, necesarios para el buen funcionamiento de las actividades de la oficina comercial.

Tabla 8.3
Otros costes fijos en la comercialización de energía eléctrica (1 de 6)

	Táchira								
Descripción	**San Cristóbal I**	**Táriba**	**Capacho**	**Santa Ana**	**San Cristóbal II**	**San Cristóbal III**	**San Antonio**	**Ureña**	**Rubio**
Coste de vehículos	**425.000**	**42.105**	**0**	**0**	**1.834.200**	**546.330**	**0**	**0**	**0**
232 Lubricantes varios	10.000								
243 Otros repuestos y accesorios de equipo de transporte	180.000				1.346.700				
346 Mantenimiento y estacionamiento de vehículos						546.330			
385 Reparación de equipos de transporte	235.000	42.105			487.500				
Coste de oficina y administración	**20.458.286**	**14.963.215**	**9.994.901**	**8.177.397**	**14.016.049**	**9.105.093**	**10.238.758**	**7.473.693**	**7.517.052**
234 Productos químicos	4.220.175	1.825.380		542.672	1.985.965		1.202.450		2.631
246 Papelería, impresos y suministros	7.486.275	3.660.737	2.734.718	2.672.934	4.878.014	2.945.471	2.935.739	2.838.105	2.459.974
248 Cintas, tarjetas y formas continuas	8.751.835	9.477.099	7.260.183	4.961.791	7.152.070	6.159.622	6.100.570	4.635.587	5.054.447
Otros costes varios	**274.288.125**	**171.336.781**	**35.819.477**	**27.894.503**	**185.990.129**	**323.993.917**	**98.502.091**	**123.799.225**	**78.397.926**
252 Materiales y suministros varios				1.030.920				17.719	
359 Otros servicios externos	2.084.579	2.821.473	814.553	708.861	1.954.258	2.348.746	1.121.162	973.374	1.409.893
373 Patente e impuestos municipales	272.203.546	168.515.308	35.004.924	26.154.722	184.035.871	321.645.172	97.380.929	122.808.131	76.988.033
TOTAL	**295.171.411**	**186.342.101**	**45.814.378**	**36.071.900**	**201.840.378**	**333.645.340**	**108.740.849**	**131.272.918**	**85.914.978**

Tabla 8.3: Otros recursos fijos en la comercialización de energía eléctrica (2 de 6). Continuación…

	Táchira								
Descripción	**Delicias**	**La Fría**	**Colón**	**Coloncito**	**La Grita**	**Pregonero**	**Queniquea**	**La Pedrera**	**El Piñal**
Coste de vehículos	**0**	**0**	**182.877**	**0**	**19.298**	**0**	**0**	**0**	**0**
243 Otros repuestos y accesorios de equipo de transporte			43.860						
385 Reparación de equipos de transporte			139.018		19.298				
Coste de oficina y administración	**6.401.391**	**8.618.889**	**11.203.201**	**8.804.730**	**14.369.689**	**7.671.211**	**5.010.295**	**6.112.418**	**8.312.528**
234 Productos químicos		1.397.368	1.482.000		3.711.228			378.947	1.857.611
246 Papelería, impresos y suministros	1.962.822	2.155.051	4.041.191	5.392.857	4.479.771	2.913.758	2.163.026	2.276.380	2.997.827
248 Cintas, tarjetas y formas continuas	4.438.570	5.066.470	5.680.010	3.411.873	6.178.690	4.757.453	2.847.269	3.457.091	3.457.091
Otros costes varios	**4.376.022**	**86.018.233**	**90.959.234**	**84.178.136**	**70.585.318**	**10.594.076**	**10.793.687**	**40.103.089**	**37.913.985**
252 Materiales y suministros varios			155.294		1.075.080				
359 Otros servicios externos	397.921	1.381.983	1.871.428	1.370.517	1.371.591	811.042	571.806	1.024.617	933.442
373 Patente e impuestos municipales	3.978.101	84.636.250	88.932.512	82.807.619	68.138.648	9.783.034	10.221.881	39.078.472	36.980.543
TOTAL	**10.777.414**	**94.637.122**	**102.345.312**	**92.982.866**	**84.974.305**	**18.265.287**	**15.803.982**	**46.215.507**	**46.226.513**

Tabla 8.3: Otros recursos fijos en la comercialización de energía eléctrica (3 de 6). Continuación…

	Mérida								
Descripción	**Mérida I**	**Mucuchíes**	**Ejido**	**Lagunillas**	**La Parroquia**	**Mérida II**	**Santo Domingo**	**El Vigía**	**Tovar**
Coste de vehículos	**0**	**0**	**0**	**0**	**487.810**	**0**	**0**	**0**	**0**
231 Combustibles varios					337.810				
385 Reparación de equipos de transporte					150.000				
Coste de oficina y administración	**7.063.377**	**10.019.442**	**9.874.280**	**10.694.474**	**5.682.938**	**6.541.996**	**7.051.343**	**7.329.811**	**6.893.929**
234 Productos químicos		2.180.000	1.812.000	555.000	20.745			414.000	270.000
246 Papelería, impresos y suministros	2.191.877	2.088.161	3.624.689	2.474.201	2.188.933	2.307.259	1.704.161	3.518.314	2.535.544
248 Cintas, tarjetas y formas continuas	4.871.499	5.751.281	4.437.591	7.665.273	3.473.260	4.234.737	5.347.182	3.397.497	4.088.385
Otros costes varios	**297.399.548**	**31.086.019**	**85.224.221**	**43.282.970**	**204.935.266**	**358.988.026**	**25.408.975**	**261.532.325**	**177.762.939**
252 Materiales y suministros varios					304.000		400.000		
373 Patente e impuestos municipales	297.399.548	31.086.019	85.224.221	43.282.970	204.631.266	358.988.026	25.008.975	261.532.325	177.762.939
TOTAL	**304.462.924**	**41.105.461**	**95.098.502**	**53.977.444**	**211.106.015**	**365.530.022**	**32.460.318**	**268.862.136**	**184.656.867**

Tabla 8.3: Otros recursos fijos en la comercialización de energía eléctrica (4 de 6). Continuación…

	Mérida		Barinas						
Descripción	**Caño Zancudo**	**Canagua**	**Barinas**	**Barinitas**	**Barrancas**	**Barinas II**	**Ciudad Bolivia**	**Santa Bárbara**	**Libertad**
Coste de edificios	**0**	**0**	**13.158**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
249 Materiales de aseo y limpieza			13.158						
Coste de vehículos	**0**	**0**	**380.000**	**0**	**21.053**	**58.639**	**198.684**	**0**	**0**
240 Repuestos y accesorios de vehículos						58.639			
243 Otros repuestos y accesorios de equipo de transporte			380.000		21.053		75.000		
346 Mantenimiento y estacionamiento de vehículos							9.649		
385 Reparación de equipos de transporte							114.035		
Coste de oficina y administración	**6.770.537**	**7.254.784**	**11.563.229**	**7.022.988**	**7.249.453**	**13.080.506**	**10.014.819**	**6.523.919**	**4.834.471**
234 Productos químicos			1.633.404	756.000	442.500	2.811.820	612.035	10.528	86.842
246 Papelería, impresos y suministros	2.697.514	3.010.169	3.734.312	3.007.701	3.464.528	5.123.474	4.412.298	3.396.931	3.302.338
248 Cintas, tarjetas y formas continuas	4.073.023	4.244.615	6.195.514	3.259.287	3.342.425	5.145.212	4.990.487	3.116.460	1.445.291
Otros costes varios	**84.787.104**	**10.035.648**	**268.117.815**	**41.535.488**	**30.460.818**	**150.299.577**	**96.535.210**	**0**	**39.213.508**
252 Materiales y suministros varios				72.871					
373 Patente e impuestos municipales	84.787.104	10.035.648	268.117.815	41.462.617	30.460.818	150.299.577	96.535.210		39.213.508
TOTAL	**91.557.640**	**17.290.432**	**280.074.201**	**48.558.476**	**37.731.324**	**163.438.721**	**106.748.713**	**6.523.919**	**44.047.979**

Tabla 8.3: Otros recursos fijos en la comercialización de energía eléctrica (5 de 6). Continuación…

	Barinas			Trujillo					
Descripción	**San Silvestre**	**Sabaneta**	**Barinas III**	**Valera I**	**Valera II**	**Timotes**	**Carvajal**	**Escuque**	**Trujillo**
Coste de edificios	**0**	**0**	**76.000**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
249 Materiales de aseo y limpieza			76.000						
Coste de vehículos	**0**	**25.000**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
385 Reparación de equipos de transporte		25.000							
Coste de oficina y administración	**4.703.977**	**6.499.444**	**14.976.323**	**11.715.424**	**13.106.766**	**6.164.508**	**7.076.659**	**3.519.298**	**12.525.494**
234 Productos químicos	396.945		3.638.860			490.500	124.000	147.000	832.000
246 Papelería, impresos y suministros	1.221.500	2.602.917	6.321.097	5.917.164	4.118.971	878.660	2.834.380	710.937	4.431.722
248 Cintas, tarjetas y formas continuas	3.085.532	3.896.527	5.016.366	5.798.260	8.987.795	4.795.348	4.118.279	2.661.361	7.261.772
Otros costes varios	**106.978.771**	**46.500.464**	**259.330.153**	**188.640.907**	**228.247.642**	**36.055.507**	**57.300.800**	**40.086.973**	**111.123.967**
252 Materiales y suministros varios				2.632			302.400	31.544	3.070
359 Otros servicios externos		100.000		11.579					
373 Patente e impuestos municipales	106.978.771	46.400.464	259.330.153	188.626.696	228.247.642	36.055.507	56.998.400	40.055.429	111.120.897
TOTAL	**111.682.747**	**53.024.908**	**274.382.476**	**200.356.331**	**241.354.408**	**42.220.014**	**64.377.459**	**43.606.271**	**123.649.461**

Tabla 8.3: Otros recursos fijos en la comercialización de energía eléctrica (6 de 6). Continuación…

	Trujillo					
Descripción	**Pampam**	**Carache**	**Boconó**	**Caja Seca**	**Sabana Mendoza**	**Betijoque**
Coste de oficina y administración	**6.615.907**	**3.937.806**	**8.328.401**	**4.230.255**	**4.230.509**	**3.812.629**
234 Productos químicos	588.000	44.000	5.263.100			324.900
246 Papelería, impresos y suministros	2.571.148	888.977	60.611	543.567	958.662	357.600
248 Cintas, tarjetas y formas continuas	3.456.759	3.004.829	3.004.691	3.686.688	3.271.847	3.130.129
Otros costes varios	**122.488.861**	**19.699.436**	**91.894.967**	**188.153.857**	**142.347.364**	**17.429.312**
252 Materiales y suministros varios		94.912				
373 Patente e impuestos municipales	122.488.861	19.604.524	91.894.967	188.153.857	142.347.364	17.429.312
TOTAL	**129.104.768**	**23.637.242**	**100.223.368**	**192.384.112**	**146.577.872**	**21.241.942**

Fuente: Datos suministrados por la empresa CADAFE 2006.

Los costes se centran en su mayoría en los costes por patente municipal[73] en lo que se refiere a la provisión por cuentas incobrables. Los demás costes se inclinan hacia labores administrativas y costes destinados a la reparación y mantenimiento del parque automotor.

Recordemos que los equipos de medición, acometidas (cable concéntrico para instalación) y demás materiales necesarios para la instalación, son inversiones capitalizables. Razón por la cual no se encuentran reflejados en las tablas precedentes.

d) Capacidad normal de comercialización de energía

Para calcular la capacidad normal de comercialización de cada una de las oficinas comerciales de que dispone la empresa es necesario conocer lo siguiente:

- La capacidad máxima de comercialización de cada oficina comercial
- La ociosidad normal aplicable
- El autoconsumo correspondiente

En este punto, merece mejor explicación el cálculo de la llamada "capacidad máxima de comercialización".

Partiendo de la hipótesis siguiente: "La energía máxima a distribuir depurada es similar a la energía máxima a comercializar", necesitaríamos, entonces, conocer la energía distribuida por cada línea de distribución y el factor de uso de ésta, para estimar la cantidad máxima de la energía que se suministra a una oficina comercial en particular, utilizando la relación siguiente:

Energía máxima a comercializar = ΣEnergía distribuida por circuito x 100/factor de uso

---

[73] Patente municipal: se refiere a las tasas canceladas a las alcaldías municipales (en España ayuntamientos) en concepto de: derecho de frente y publicidad y propaganda.

En este orden de ideas, en la tabla siguiente, mostramos la capacidad normal de comercialización por oficina comercial.

Tabla 8.4
Capacidad normal de comercialización (1 de 7)

		Táchira						
Descripción	**Unid**	**San Cristóbal I**	**Táriba**	**Capacho**	**Santa Ana**	**San Cristóbal II**	**San Cristóbal III**	**San Antonio**
Energía máxima anual recibida de distribución (a)	**GWh**	1.108	969	46	92	1.015	1.384	685
Promedio de ociosidad normal (b)	**%**	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Ociosidad normal (a)x(b) = (c)	**GWh**	55,40	48,45	2,30	4,60	50,75	69,20	34,25
Energía recibida depurada (a)-(c) = (d)	**GWh**	1.052,60	920,55	43,70	87,40	964,25	1.314,80	650,75
Tiempo máximo de comercialización por oficina 365x24 = (e)	**Horas**	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00
Energía recibida depurada anual (d) = (f)	**GWh**	1.052,60	920,55	43,70	87,40	964,25	1.314,80	650,75
Kilowatios potenciales por año (f) x 1000000 = (g)	**KWh**	1.052.600.000	920.550.000	43.700.000	87.400.000	964.250.000	1.314.800.000	650.750.000
KWh por autoconsumo (h)	**KWh**	642.086	561.536	26.657	53.314	588.193	802.028	396.958
Capacidad normal de comercialización (g) - (h) = (i)	**KWh**	1.051.957.914	919.988.465	43.673.343	87.346.686	963.661.808	1.313.997.972	650.353.043

Tabla 8.4: Capacidad normal de comercialización (2 de 7). Continuación……

		Táchira						
Descripción	**Unid**	**Ureña**	**Rubio**	**Delicias**	**La Fría**	**Colón**	**Coloncito**	**La Grita**
Energía máxima anual recibida de distribución (a)	**GWh**	766	524	40	939	545	757	727
Promedio de ociosidad normal (b)	**%**	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Ociosidad normal (a)x(b) = (c)	**GWh**	38,30	26,20	2,00	46,95	27,25	37,85	36,35
Energía recibida depurada (a)-(c) = (d)	**GWh**	727,70	497,80	38,00	892,05	517,75	719,15	690,65
Tiempo máximo de comercialización por oficina 365x24 = (e)	**Horas**	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00
Energía recibida depurada anual (d) = (f)	**GWh**	727,70	497,80	38,00	892,05	517,75	719,15	690,65
Kilowatios potenciales por año (f) x 1000000 = (g)	**KWh**	727.700.000	497.800.000	38.000.000	892.050.000	517.750.000	719.150.000	690.650.000
KWh por autoconsumo (h)	**KWh**	443.897	303.658	23.180	544.151	315.828	438.682	421.297
Capacidad normal de comercialización (g) - (h) = (i)	**KWh**	727.256.103	497.496.342	37.976.820	891.505.850	517.434.173	718.711.319	690.228.704

Tabla8.4: Capacidad normal de comercialización (3 de 7). Continuación……

		Táchira				Mérida		
Descripción	**Unid**	**Pregonero**	**Queniquea**	**La Pedrera**	**El Piñal**	**Mérida I**	**Mucuchíes**	**Ejido**
Energía máxima anual recibida de distribución (a)	**GWh**	83	61	828	469	660	94	330
Promedio de ociosidad normal (b)	**%**	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Ociosidad normal (a)x(b) = (c)	**GWh**	4,15	3,05	41,40	23,45	33,00	4,70	16,50
Energía recibida depurada (a)-(c) = (d)	**GWh**	78,85	57,95	786,60	445,55	627,00	89,30	313,50
Tiempo máximo de comercialización por oficina 365x24 = (e)	**Horas**	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00
Energía recibida depurada anual (d) = (f)	**GWh**	78,85	57,95	786,60	445,55	627,00	89,30	313,50
Kilowatios potenciales por año (f) x 1000000 = (g)	**KWh**	78.850.000	57.950.000	786.600.000	445.550.000	627.000.000	89.300.000	313.500.000
KWh por autoconsumo (h)	**KWh**	48.099	35.350	479.826	271.786	382.470	54.473	191.235
Capacidad normal de comercialización (g) - (h) = (i)	**KWh**	78.801.902	57.914.651	786.120.174	445.278.215	626.617.530	89.245.527	313.308.765

Tabla 8.4: Capacidad normal de comercialización (4 de 7). Continuación……

		Mérida						
Descripción	**Unid**	**Lagunillas**	**La Parroquia**	**Mérida II**	**Santo Domingo**	**El Vigía**	**Tovar**	**Caño Zancudo**
Energía máxima anual recibida de distribución (a)	**GWh**	212	330	731	341	880	889	199
Promedio de ociosidad normal (b)	**%**	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Ociosidad normal (a)x(b) = (c)	**GWh**	10,60	16,50	36,55	17,05	44,00	44,45	9,95
Energía recibida depurada (a)-(c) = (d)	**GWh**	201,40	313,50	694,45	323,95	836,00	844,55	189,05
Tiempo máximo de comercialización por oficina 365x24 = (e)	**Horas**	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00
Energía recibida depurada anual (d) = (f)	**GWh**	201,40	313,50	694,45	323,95	836,00	844,55	189,05
Kilowatios potenciales por año (f) x 1000000 = (g)	**KWh**	201.400.000	313.500.000	694.450.000	323.950.000	836.000.000	844.550.000	189.050.000
KWh por autoconsumo (h)	**KWh**	122.854	191.235	423.615	197.610	509.960	515.176	115.321
Capacidad normal de comercialización (g) - (h) = (i)	**KWh**	201.277.146	313.308.765	694.026.386	323.752.391	835.490.040	844.034.825	188.934.680

Tabla 8.4: Capacidad normal de comercialización (5 de 7). Continuación……

		Mérida	Barinas						
Descripción	**Unid**	**Canagua**	**Barinas**	**Barinitas**	**Barrancas**	**Barinas II**	**Ciudad Bolivia**	**Santa Bárbara**	**Libertad**
Energía máxima anual recibida de distribución (a)	**GWh**	77	878	220	220	1.098	398	313	169
Promedio de ociosidad normal (b)	**%**	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Ociosidad normal (a)x(b) = (c)	**GWh**	3,85	43,90	11,00	11,00	54,90	19,90	15,65	8,45
Energía recibida depurada (a)-(c) = (d)	**GWh**	73,15	834,10	209,00	209,00	1.043,10	378,10	297,35	160,55
Tiempo máximo de comercialización por oficina 365x24 = (e)	**Horas**	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00
Energía recibida depurada anual (d) = (f)	**GWh**	73,15	834,10	209,00	209,00	1.043,10	378,10	297,35	160,55
Kilowatios potenciales por año (f) x 1000000 = (g)	**KWh**	73.150.000	834.100.000	209.000.000	209.000.000	1.043.100.000	378.100.000	297.350.000	160.550.000
KWh por autoconsumo (h)	**KWh**	44.622	508.801	127.490	127.490	636.291	230.641	181.384	97.936
Capacidad normal de comercialización (g) - (h) = (i)	**KWh**	73.105.379	833.591.199	208.872.510	208.872.510	1.042.463.709	377.869.359	297.168.617	160.452.065

Tabla 8.4: Capacidad normal de comercialización (6 de 7). Continuación……

		Mérida	Barinas					
Descripción	**Unid**	**Canagua**	**Barinas**	**Barinitas**	**Barrancas**	**Barinas II**	**Ciudad Bolivia**	**Santa Bárbara**
Energía máxima anual recibida de distribución (a)	**GWh**	77	878	220	220	1.098	398	313
Promedio de ociosidad normal (b)	**%**	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Ociosidad normal (a)x(b) = (c)	**GWh**	3,85	43,90	11,00	11,00	54,90	19,90	15,65
Energía recibida depurada (a)-(c) = (d)	**GWh**	73,15	834,10	209,00	209,00	1.043,10	378,10	297,35
Tiempo máximo de comercialización por oficina 365x24 = (e)	**Horas**	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00
Energía recibida depurada anual (d) = (f)	**GWh**	73,15	834,10	209,00	209,00	1.043,10	378,10	297,35
Kilowatios potenciales por año (f) x 1000000 = (g)	**KWh**	73.150.000	834.100.000	209.000.000	209.000.000	1.043.100.000	378.100.000	297.350.000
KWh por autoconsumo (h)	**KWh**	44.622	508.801	127.490	127.490	636.291	230.641	181.384
Capacidad normal de comercialización (g) - (h) = (i)	**KWh**	73.105.379	833.591.199	208.872.510	208.872.510	1.042.463.709	377.869.359	297.168.617

Tabla 8.4: Capacidad normal de comercialización (7 de 7). Continuación……

		Trujillo						
Descripción	**Unid**	**Trujillo**	**Pampam**	**Carache**	**Boconó**	**Caja Seca**	**Sabana Mendoza**	**Betijoque**
Energía máxima anual recibida de distribución (a)	**GWh**	440	629	252	340	1.032	748	93
Promedio de ociosidad normal (b)	**%**	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Ociosidad normal (a)x(b) = (c)	**GWh**	22,00	31,45	12,60	17,00	51,60	37,40	4,65
Energía recibida depurada (a)-(c) = (d)	**GWh**	418,00	597,55	239,40	323,00	980,40	710,60	88,35
Tiempo máximo de comercialización por oficina 365x24 = (e)	**Horas**	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00
Energía recibida depurada anual (d) = (f)	**GWh**	418,00	597,55	239,40	323,00	980,40	710,60	88,35
Kilowatios potenciales por año (f) x 1000000 = (g)	**KWh**	418.000.000	597.550.000	239.400.000	323.000.000	980.400.000	710.600.000	88.350.000
KWh por autoconsumo (h)	**KWh**	254.980	364.506	146.034	197.030	598.044	433.466	53.894
Capacidad normal de comercialización (g) - (h) = (i)	**KWh**	417.745.020	597.185.495	239.253.966	322.802.970	979.801.956	710.166.534	88.296.107

Fuente: Diseño propio a partir de datos suministrados por la empresa

La energía máxima anual recibida de distribución o capacidad instalada, se refiere a la cantidad de energía que puede ser recibida por una oficina comercial para ser comercializada a través de los circuitos o líneas de distribución de energía. Este monto se determina mediante la sumatoria de la carga máxima de los circuitos que suministran energía anualmente a una oficina comercial (24 horas x 365 días).

El promedio de ociosidad normal, tal y como lo mencionamos en el aparte de distribución de energía, se encuentra estandarizado. Así, se tiene previsto que, para la conversión de energía, partiendo de la capacidad instalada de la oficina comercial, se pierda aproximadamente el 5%.

La diferencia entre la carga instalada y la ociosidad normal es lo que llamamos energía recibida depurada. A dicho concepto debemos restarle la energía consumida en las oficinas comerciales o autoconsumo. Dicha cantidad varía por oficina comercial, dependiendo de la instalación y automatización del proceso.

d) Coeficiente de actividad de comercialización

Una vez determinada la capacidad normal de comercialización por oficina comercial, comparamos este resultado con los KWh realmente facturados, con el fin de mostrar el grado de aprovechamiento de cada oficina comercial.

En la tabla siguiente, mostramos los resultados obtenidos producto de esta comparación entre la capacidad normal y los KW realmente comercializados.

Tabla 8.5
Coeficiente de actividad (1 de 7)

		Táchira							
Descripción	**Unidad**	**San Cristóbal I**	**Táriba**	**Capacho**	**Santa Ana**	**San Cristóbal II**	**San Cristóbal III**	**San Antonio**	**Ureña**
Capacidad normal de comercialización (a)	**KWh**	1.051.957.914	919.988.465	43.673.343	87.346.686	963.661.808	1.313.997.972	650.353.043	727.256.103
Actividad real de comercialización (b)	**KWh**	162.287.768	123.048.001	22.966.314	19.804.800	147.310.396	175.974.564	58.522.171	76.768.034
Coeficiente de actividad (a /b = c)	**%**	15,43%	13,37%	52,59%	22,67%	15,29%	13,39%	9,00%	10,56%

Tabla 8.5: Coeficiente de actividad (2 de 7)

		Táchira							
Descripción	**Unidad**	**Rubio**	**Delicias**	**La Fría**	**Colón**	**Coloncito**	**La Grita**	**Pregonero**	**Queniquea**
Capacidad normal de comercialización (a)	**KWh**	497.496.342	37.976.820	891.505.850	517.434.173	718.711.319	690.228.704	78.801.902	57.914.651
Actividad real de comercialización (b)	**KWh**	57.687.941	4.609.631	58.113.047	66.076.259	55.529.126	49.599.394	8.095.585	9.365.469
Coeficiente de actividad (a /b = c)	**%**	11,60%	12,14%	6,52%	12,77%	7,73%	7,19%	10,27%	16,17%

Tabla 8.5: Coeficiente de actividad (3 de 7)

		Táchira		Mérida					
Descripción	**Unidad**	**La Pedrera**	**El Piñal**	**Mérida I**	**Mucuchíes**	**Ejido**	**Lagunillas**	**La Parroquia**	**Mérida II**
Capacidad normal de comercialización (a)	**KWh**	786.120.174	445.278.215	626.617.530	89.245.527	313.308.765	201.277.146	313.308.765	694.026.386
Actividad real de comercialización (b)	**KWh**	26.959.770	26.582.062	111.407.891	12.983.883	69.582.656	36.277.985	70.765.960	130.291.794
Coeficiente de actividad (a /b = c)	**%**	3,43%	5,97%	17,78%	14,55%	22,21%	18,02%	22,59%	18,77%

Tabla 8.5: Coeficiente de actividad (4 de 7)

Descripción	Unidad	Mérida					Barinas		
		Santo Domingo	**El Vigía**	**Tovar**	**Caño Zancudo**	**Canagua**	**Barinas**	**Barinitas**	**Barrancas**
Capacidad normal de comercialización (a)	**KWh**	323.752.391	835.490.040	844.034.825	188.934.680	73.105.379	833.591.199	208.872.510	208.872.510
Actividad real de comercialización (b)	**KWh**	13.175.194	150.966.110	69.794.463	30.768.713	5.833.142	180.146.903	32.067.164	20.688.516
Coeficiente de actividad (a /b = c)	**%**	4,07%	18,07%	8,27%	16,29%	7,98%	21,61%	15,35%	9,90%

Tabla 8.5: Coeficiente de actividad (5 de 7)

Descripción	Unidad	Barinas							Trujillo
		Barinas II	**Ciudad Bolivia**	**Sta. Barbara**	**Libertad**	**San Silvestre**	**Sabaneta**	**Barinas III**	**Valera I**
Capacidad normal de comercialización (a)	**KWh**	1.042.463.709	377.869.359	297.168.617	160.452.065	486.103.296	567.753.459	973.156.013	937.078.034
Actividad real de comercialización (b)	**KWh**	97.135.324	68.549.355	35.162.791	27.674.405	89.885.454	31.756.041	159.298.700	139.901.543
Coeficiente de actividad (a /b = c)	**%**	9,32%	18,14%	11,83%	17,25%	18,49%	5,59%	16,37%	14,93%

Tabla 8.5: Coeficiente de actividad (6 de 7)

Descripción	Unidad	Trujillo							
		Valera II	**Timotes**	**Carvajal**	**Escuque**	**Trujillo**	**Pampam**	**Carache**	**Boconó**
Capacidad normal de comercialización (a)	**KWh**	1.088.985.314	113.930.460	388.312.985	113.930.460	417.745.020	597.185.495	239.253.966	322.802.970
Actividad real de comercialización (b)	**KWh**	123.347.390	24.253.282	37.710.545	26.668.857	64.270.525	82.582.838	16.211.124	63.958.870
Coeficiente de actividad (a /b = c)	**%**	11,33%	21,29%	9,71%	23,41%	15,39%	13,83%	6,78%	19,81%

Tabla 8.5: Coeficiente de actividad (7 de 7)

Descripción	Unidad	Trujillo			
		Caja Seca	**Sabana Mendoza**	**Betijoque**	**Promedio nacional**
Capacidad normal de comercialización (a)	**KWh**	979.801.956	710.166.534	88.296.107	26.136.596.945
Actividad real de comercialización (b)	**KWh**	123.333.944	91.452.078	14.814.070	3.402.017.842
Coeficiente de actividad (a /b = c)	**%**	12,59%	12,88%	16,78%	13,02%

Fuente: Diseño propio a partir de datos suministrados por la empresa CADAFE 2006.

Como se deduce de las tablas precedentes, las oficinas comerciales que mejor aprovechan la capacidad disponible se centralizan en las oficinas comerciales Capacho, Santa Ana y Escuque, mientras que los menores niveles de aprovechamiento se observan en las oficinas comerciales Sabaneta, Santo Domingo y La Pedrera.

En general, observamos porcentajes de aprovechamiento sumamente bajos, debido a la falta de facturación de la energía distribuida hasta el usuario final. En el caso específico de la Pedrera, debemos agregar además las pérdidas técnicas que origina el uso de extensiones métricas de redes de distribución (sectores agropecuarios y artesanales).

e) Pérdida por subactividad y costes fijos imputados

Como consecuencia de los coeficientes de actividad antes calculados, las pérdidas por subactividad serán elevadas ante niveles bajos de aprovechamiento del sistema. En este orden, en la tabla siguiente proporcionamos el cálculo de ésta y el montante del coste fijo imputado al servicio, por cada una de las oficinas comerciales.

Tabla 8.6
Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (1 de 6)

		Táchira								
Descripción	**Unid**	**San Cristóbal I**	**Táriba**	**Capacho**	**Santa Ana**	**San Cristóbal II**	**San Cristóbal III**	**San Antonio**	**Ureña**	**Rubio**
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	17.509.956	5.214.366	2.936.703	2.790.510	7.406.680	21.490.859	5.591.867	5.803.698	5.267.550
Costes fijos del personal (b)	**Bs**	974.614.955	1.816.874.547	605.717.542	467.817.623	781.599.475	1.377.770.733	805.859.453	562.831.381	1.062.196.968
Otros costes fijos (c)	**Bs**	295.171.411	186.342.101	45.814.378	36.071.900	201.840.378	333.645.340	108.740.849	131.272.918	85.914.978
Costes fijos totales (a)+(b)+(c) = (d)	**Bs**	**1.287.296.322**	**2.008.431.015**	**654.468.623**	**506.680.033**	**990.846.533**	**1.732.906.932**	**920.192.169**	**699.907.997**	**1.153.379.496**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	15,43%	13,37%	52,59%	22,67%	15,29%	13,39%	9,00%	10,56%	11,60%
Coeficiente de subactividad 1-(e) = (f)	**%**	84,57%	86,63%	47,41%	77,33%	84,71%	86,61%	91,00%	89,44%	88,40%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	1.088.702.401	1.739.804.362	310.306.009	391.796.490	839.380.538	1.500.830.819	837.388.461	626.026.787	1.019.637.632
Costes fijos imputados (d) - (g) = (h)	**Bs**	198.593.921	268.626.652	344.162.614	114.883.542	151.465.996	232.076.113	82.803.708	73.881.210	133.741.864

Tabla 8.6: Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (2 de 6). Continuación….

		Táchira								
Descripción	**Unid**	**Delicias**	**La Fria**	**Colón**	**Coloncito**	**La Grita**	**Pregonero**	**Queniquea**	**La Pedrera**	**El Piñal**
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	258.248	30.135.719	5.528.007	29.473.303	5.934.914	762.166	2.478.508	3.626.369	3.587.356
Costes fijos del personal (b)	**Bs**	172.170.434	1.006.438.155	1.563.284.336	1.215.077.327	1.184.215.786	560.159.444	532.686.965	674.386.985	1.062.866.319
Otros costes fijos (c)	**Bs**	10.777.414	94.637.122	102.345.312	92.982.866	84.974.305	18.265.287	15.803.982	46.215.507	46.226.513
Costes fijos totales (a)+(b)+(c) = (d)	**Bs**	**183.206.096**	**1.131.210.996**	**1.671.157.655**	**1.337.533.496**	**1.275.125.005**	**579.186.896**	**550.969.455**	**724.228.860**	**1.112.680.188**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	12,14%	6,52%	12,77%	7,73%	7,19%	10,27%	16,17%	3,43%	5,97%
Coeficiente de subactividad 1-(e) = (f)	**%**	87,86%	93,48%	87,23%	92,27%	92,81%	89,73%	83,83%	96,57%	94,03%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	160.968.518	1.057.472.705	1.457.751.096	1.234.192.886	1.183.495.337	519.685.074	461.871.320	699.391.635	1.046.255.798
Costes fijos imputados (d) - (g) = (h)	**Bs**	22.237.578	73.738.291	213.406.559	103.340.610	91.629.669	59.501.822	89.098.135	24.837.225	66.424.390

Tabla 8.6: Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (3 de 6). Continuación….

		Mérida								
Descripción	**Unid**	**Mérida I**	**Mucuchíes**	**Ejido**	**Lagunillas**	**La Parroquia**	**Mérida II**	**Sto Domingo**	**El Vigía**	**Tovar**
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	693.073	143.035	395.161	4.508.969	743.385	1.129.282	1.992.013	2.181.146	25.202.972
Costes fijos del personal (b)	**Bs**	1.068.224.459	517.518.365	786.809.893	1.099.959.172	674.076.671	1.188.327.553	711.334.563	2.024.505.849	1.671.623.213
Otros costes fijos (c)	**Bs**	304.462.924	41.105.461	95.098.502	53.977.444	211.106.015	365.530.022	32.460.318	268.862.136	184.656.867
Costes fijos totales (a)+(b)+(c) = (d)	**Bs**	**1.373.380.456**	**558.766.862**	**882.303.555**	**1.158.445.585**	**885.926.070**	**1.554.986.857**	**745.786.894**	**2.295.549.131**	**1.881.483.052**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	17,78%	14,55%	22,21%	18,02%	22,59%	18,77%	4,07%	18,07%	8,27%
Coeficiente de subactividad 1-(e) = (f)	**%**	82,22%	85,45%	77,79%	81,98%	77,41%	81,23%	95,93%	81,93%	91,73%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	1.129.203.725	477.474.680	686.353.005	949.648.549	685.825.033	1.263.064.199	715.436.888	1.880.762.472	1.725.900.492
Costes fijos imputados (d) - (g) = (h)	**Bs**	244.176.731	81.292.181	195.950.550	208.797.036	200.101.037	291.922.658	30.350.006	414.786.659	155.582.561

Tabla 8.6: Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (4 de 6). Continuación….

		Mérida		Barinas						
Descripción	**Unid**	**Caño Zancudo**	**Canagua**	**Barinas**	**Barinitas**	**Barrancas**	**Barinas II**	**Ciudad Bolivia**	**Santa Bárbara**	**Libertad**
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	6.063.917	122.084	15.270.811	3.557.456	2.815.878	3.562.592	4.920.515	3.430.692	2.789.184
Costes fijos del personal (b)	**Bs**	743.259.797	716.363.597	1.517.658.080	916.769.086	471.607.810	1.026.075.203	1.915.867.193	827.902.259	726.819.433
Otros costes fijos (c)	**Bs**	91.557.640	17.290.432	280.074.201	48.558.476	37.731.324	163.438.721	106.748.713	6.523.919	44.047.979
Costes fijos totales (a)+(b)+(c) = (d)	**Bs**	**840.881.354**	**733.776.113**	**1.813.003.093**	**968.885.018**	**512.155.011**	**1.193.076.517**	**2.027.536.421**	**837.856.870**	**773.656.596**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	16,29%	7,98%	21,61%	15,35%	9,90%	9,32%	18,14%	11,83%	17,25%
Coeficiente de subactividad 1-(e) = (f)	**%**	83,71%	92,02%	78,39%	84,65%	90,10%	90,68%	81,86%	88,17%	82,75%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	703.940.708	675.227.476	1.421.196.062	820.136.891	461.426.808	1.081.907.300	1.659.720.639	738.716.570	640.218.076
Costes fijos imputados (d) - (g) = (h)	**Bs**	136.940.646	58.548.637	391.807.030	148.748.128	50.728.203	111.169.217	367.815.782	99.140.301	133.438.520

Tabla 8.6: Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (5 de 6). Continuación….

		Barinas			Trujillo					
Descripción	**Unid**	**San Silvestre**	**Sabaneta**	**Barinas III**	**Valera I**	**Valera II**	**Timotes**	**Carvajal**	**Escuque**	**Trujillo**
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	1.346.577	1.904.503	4.061.055	4.431.492	6.458.506	452.337	5.983.735	383.534	2.541.075
Costes fijos del personal (b)	**Bs**	520.437.783	718.975.502	1.658.942.442	1.725.041.983	1.419.274.360	776.069.590	722.288.025	540.269.569	1.147.994.743
Otros costes fijos (c)	**Bs**	111.682.747	53.024.908	274.382.476	200.356.331	241.354.408	42.220.014	64.377.459	43.606.271	123.649.461
Costes fijos totales (a)+(b)+(c) = (d)	**Bs**	**633.467.107**	**773.904.913**	**1.937.385.973**	**1.929.829.806**	**1.667.087.274**	**818.741.941**	**792.649.220**	**584.259.374**	**1.274.185.279**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	18,49%	5,59%	16,37%	14,93%	11,33%	21,29%	9,71%	23,41%	15,39%
Coeficiente de subactividad 1-(e) = (f)	**%**	81,51%	94,41%	83,63%	85,07%	88,67%	78,71%	90,29%	76,59%	84,61%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	516.332.583	730.618.244	1.620.249.704	1.641.714.880	1.478.259.324	644.449.841	715.672.051	447.495.863	1.078.150.490
Costes fijos imputados (d) - (g) = (h)	**Bs**	117.134.525	43.286.669	317.136.269	288.114.925	188.827.950	174.292.100	76.977.169	136.763.511	196.034.789

Tabla 8.6: Pérdida por subactividad y costes fijos imputados (6 de 6). Continuación….

		Trujillo						
Descripción	**Unid**	**Pampam**	**Carache**	**Boconó**	**Caja Seca**	**Sabana Mendoza**	**Betijoque**	**Promedio nacional**
Amortización del inmovilizado (a)	**Bs**	28.611.092	2.250.000	3.178.490	108.197.758	4.306.602	4.304.344	413.730.045
Costes fijos del personal (b)	**Bs**	1.757.102.361	435.480.334	1.725.657.070	1.526.580.386	1.341.970.943	474.758.105	51.522.113.819
Otros costes fijos (c)	**Bs**	129.104.768	23.637.242	100.223.368	192.384.112	146.577.872	21.241.942	6.058.097.035
Costes fijos totales (a)+(b)+(c) = (d)	**Bs**	**1.914.818.220**	**461.367.576**	**1.829.058.928**	**1.827.162.257**	**1.492.855.417**	**500.304.390**	**57.993.940.899**
Coeficiente de actividad (e)	**%**	13,83%	6,78%	19,81%	12,59%	12,88%	16,78%	14,43%
Coeficiente de subactividad 1-(e) = (f)	**%**	86,17%	93,22%	80,19%	87,41%	87,12%	83,22%	85,57%
Pérdida por subactividad (d) x (f) = (g)	**Bs**	1.650.024.242	430.106.706	1.466.656.617	1.597.165.648	1.300.612.156	416.364.741	49.624.990.530
Costes fijos imputados (d) - (g) = (h)	**Bs**	264.793.978	31.260.869	362.402.311	229.996.609	192.243.261	83.939.650	8.368.950.368

Fuente: Datos suministrados por la empresa CADAFE 2006.

Tal y como mencionamos en los párrafos anteriores, cuanto menor sea el coeficiente de actividad de las oficinas comerciales, mayor será la pérdida por subactividad generada. Esta subactividad se ve reflejada en la imputación de los costes fijos en el coste unitario del servicio.

f) Coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal operativo y otros costes fijos por KW generado

Partiendo de los datos precedentes, con respecto a la normalización del inmovilizado y coste de mano de obra, a continuación se refleja el coste normal por KWh para tales conceptos.

Tabla 8.7
Coste total por KWh normalizado (1 de 3)

		Amortización inmovilizado		Coste de mano de obra		Coste de Otros recursos fijos		Coste total	
Oficina comercial	**Energía comercializada KWh**	**Coste normal total**	**CN/ KWh**	**Coste normal total**	**CN/ KWh**	**Coste normal total**	**CN/ KWh**	**Coste normal total**	**CN/ KWh**
San Cristóbal I	162.287.768	2.701.298	0,017	150.355.906	0,926	45.536.717	0,281	198.593.921	1,224
Táriba	123.048.001	697.419	0,006	243.006.070	1,975	24.923.164	0,203	268.626.652	2,183
Capacho	22.966.314	1.544.311	0,067	318.526.092	13,869	24.092.211	1,049	344.162.614	14,986
Santa Ana	19.804.800	632.714	0,032	106.071.963	5,356	8.178.865	0,413	114.883.542	5,801
San Cristóbal II	147.310.396	1.132.224	0,008	119.479.393	0,811	30.854.378	0,209	151.465.996	1,028
San Cristóbal III	175.974.564	2.878.121	0,016	184.515.204	1,049	44.682.788	0,254	232.076.113	1,319
San Antonio	58.522.171	503.185	0,009	72.515.452	1,239	9.785.071	0,167	82.803.708	1,415
Ureña	76.768.034	612.629	0,008	59.411.614	0,774	13.856.967	0,181	73.881.210	0,962
Rubio	57.687.941	610.807	0,011	123.168.656	2,135	9.962.401	0,173	133.741.864	2,318
Delicias	4.609.631	31.346	0,007	20.898.068	4,534	1.308.164	0,284	22.237.578	4,824
La Fría	58.113.047	1.964.405	0,034	65.604.940	1,129	6.168.946	0,106	73.738.291	1,269
Colón	66.076.259	705.926	0,011	199.631.153	3,021	13.069.480	0,198	213.406.559	3,230
Coloncito	55.529.126	2.277.168	0,041	93.879.393	1,691	7.184.049	0,129	103.340.610	1,861
La Grita	49.599.394	426.479	0,009	85.096.990	1,716	6.106.199	0,123	91.629.669	1,847
Pregonero	8.095.585	78.300	0,010	57.547.068	7,108	1.876.454	0,232	59.501.822	7,350
Queniquea	9.365.469	400.803	0,043	86.141.645	9,198	2.555.687	0,273	89.098.135	9,513
La Pedrera	26.959.770	124.365	0,005	23.127.912	0,858	1.584.948	0,059	24.837.225	0,921
El Piñal	26.582.062	214.157	0,008	63.450.619	2,387	2.759.614	0,104	66.424.390	2,499
Mérida I	111.407.891	123.223	0,001	189.922.287	1,705	54.131.221	0,486	244.176.731	2,192
Mucuchíes	12.983.883	20.809	0,002	75.291.145	5,799	5.980.227	0,461	81.292.181	6,261
Ejido	69.582.656	87.761	0,001	174.742.389	2,511	21.120.400	0,304	195.950.550	2,816

Tabla 8.7: Coste total por KWh normalizado (2 de 3). Continuación….

		Amortización inmovilizado		Coste de mano de obra		Coste de Otros recursos fijos		Coste total	
Oficina comercial	**Energía comercializada KWh**	**Coste normal total**	**CN/ KWh**	**Coste normal total**	**CN/ KWh**	**Coste normal total**	**CN/ KWh**	**Coste normal total**	**CN/ KWh**
Lagunillas	36.277.985	812.692	0,022	198.255.506	5,465	9.728.839	0,268	208.797.036	5,755
La Parroquia	70.765.960	167.906	0,002	152.251.351	2,151	47.681.781	0,674	200.101.037	2,828
Mérida II	130.291.794	212.004	0,002	223.088.534	1,712	68.622.121	0,527	291.922.658	2,241
Santo Domingo	13.175.194	81.066	0,006	28.947.959	2,197	1.320.982	0,100	30.350.006	2,304
El Vigía	150.966.110	394.115	0,003	365.811.390	2,423	48.581.155	0,322	414.786.659	2,748
Tovar	69.794.463	2.084.070	0,030	138.228.946	1,981	15.269.544	0,219	155.582.561	2,229
Caño Zancudo	30.768.713	987.531	0,032	121.042.613	3,934	14.910.501	0,485	136.940.646	4,451
Canagua	5.833.142	9.741	0,002	57.159.277	9,799	1.379.619	0,237	58.548.637	10,037
Barinas	180.146.903	3.300.166	0,018	327.980.194	1,821	60.526.671	0,336	391.807.030	2,175
Barinitas	32.067.164	546.159	0,017	140.747.026	4,389	7.454.943	0,232	148.748.128	4,639
Barrancas	20.688.516	278.909	0,013	46.712.062	2,258	3.737.232	0,181	50.728.203	2,452
Barinas II	97.135.324	331.957	0,003	95.608.266	0,984	15.228.994	0,157	111.169.217	1,144
Ciudad Bolivia	68.549.355	892.632	0,013	347.557.846	5,070	19.365.305	0,283	367.815.782	5,366
Santa Bárbara	35.162.791	405.940	0,012	97.962.411	2,786	771.950	0,022	99.140.301	2,819
Libertad	27.674.405	481.072	0,017	125.360.153	4,530	7.597.295	0,275	133.438.520	4,822
San Silvestre	89.885.454	248.996	0,003	96.234.251	1,071	20.651.278	0,230	117.134.525	1,303
Sabaneta	31.756.041	106.524	0,003	40.214.313	1,266	2.965.832	0,093	43.286.669	1,363
Barinas III	159.298.700	664.766	0,004	271.557.048	1,705	44.914.455	0,282	317.136.269	1,991
Valera I	139.901.543	661.602	0,005	257.541.023	1,841	29.912.301	0,214	288.114.925	2,059
Valera II	123.347.390	731.543	0,006	160.758.631	1,303	27.337.776	0,222	188.827.950	1,531
Timotes	24.253.282	96.293	0,004	165.208.098	6,812	8.987.710	0,371	174.292.100	7,186
Carvajal	37.710.545	581.103	0,015	70.144.126	1,860	6.251.939	0,166	76.977.169	2,041
Escuque	26.668.857	89.778	0,003	126.466.372	4,742	10.207.362	0,383	136.763.511	5,128
Trujillo	64.270.525	390.947	0,006	176.620.238	2,748	19.023.604	0,296	196.034.789	3,050

Tabla 8.7: Coste total por KWh normalizado (3 de 3). Continuación….

		Amortización inmovilizado		Coste de mano de obra		Coste de Otros recursos fijos		Coste total	
Oficina comercial	**Energía comercializada KWh**	**Coste normal total**	**CN/ KWh**	**Coste normal Total**	**CN/ KWh**	**Coste normal total**	**CN/ KWh**	**Coste normal total**	**CN/ KWh**
Pampam	82.582.838	3.956.535	0,048	242.983.965	2,942	17.853.478	0,216	264.793.978	3,206
Carache	16.211.124	152.453	0,009	29.506.828	1,820	1.601.588	0,099	31.260.869	1,928
Boconó	63.958.870	629.773	0,010	341.914.686	5,346	19.857.851	0,310	362.402.311	5,666
Caja Seca	123.333.944	13.619.544	0,110	192.160.445	1,558	24.216.620	0,196	229.996.609	1,865
Sabana Mendoza	91.452.078	554.585	0,006	172.813.031	1,890	18.875.644	0,206	192.243.261	2,102
Betijoque	14.814.070	722.171	0,049	79.653.567	5,377	3.563.913	0,241	83.939.650	5,666
Promedio Nacional	**3.402.017.842**	**51.960.024**	**0,015**	**7.402.874.116**	**2,176**	**914.116.229**	**0,269**	**8.368.950.368**	**2,460**

Fuente: Diseño propio a partir de: Información suministrada por la empresa CADAFE 2006.

En la tabla precedente, observamos el coste normalizado por oficina comercial donde se detalla el coste unitario por KWh en cuanto a la amortización del inmovilizado, coste de mano de obra y otros costes fijos.

Con relación a los costes normales totales por KWh, observamos que las mayores cifras se obtienen en las oficinas comerciales de Capacho (14,986 Bs/KWh), Canagua (10,037 Bs/KWh) y Queniquéa (9,513 Bs/KWh), mientras que, los menores costes los observamos en San Cristóbal II (1,028 Bs/KWh), Ureña (0,962 Bs/KWh) y la Pedrera (0,921). Las diferencias encontradas se deben principalmente a la mano de obra.

VIII.2.3.2.2 Coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KW comercializado

En lo que a los materiales y suministros se refiere, forman parte de éstos los siguientes: equipos de medición, cable concéntrico y cajas metálicas, entre otros. Sin embargo, las erogaciones realizadas por este concepto no forman parte de los costes o gastos de la empresa. En su defecto, son capitalizados como inversiones en el circuito de distribución de que se trate.

El control de entrada y salida de estos equipos y demás implementos es llevado en los almacenes de la empresa y, específicamente, en lo que a la salida de almacén se refiere, el requerimiento se hace bajo la denominación expresa de un circuito en particular.

VIII.2.3.2.3 Coste normal total de comercialización, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh

Finalmente, para concluir este apartado, en la página siguiente mostramos el cálculo del coste de comercialización por KWh para cada oficina comercial. Adicionalmente, mostraremos el cálculo del coste de comercialización por KWh para cada localidad geográfica, mediante la determinación del coste promedio de aquellas oficinas comerciales asentadas en cada una de ellas.

Tabla 8.8
Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh (1 de 11)

		Táchira									
Descripción	**Unidad**	**San Cristóbal I**		**Táriba**		**Capacho**		**Santa Ana**		**San Cristóbal II**	
Coste fijo imputado de amort. del inmov.	Bs.	2.701.298	1,36%	697.419	0,26%	1.544.311	0,45%	632.714	0,55%	1.132.224	0,75%
Coste fijo imputado de mano de obra	Bs.	150.355.906	75,71%	243.006.070	90,46%	318.526.092	92,55%	106.071.963	92,33%	119.479.393	78,88%
Otros recursos fijos imputados	Bs.	45.536.717	22,93%	24.923.164	9,28%	24.092.211	7,00%	8.178.865	7,12%	30.854.378	20,37%
Coste normal	Bs.	**198.593.921**	**100,00%**	**268.626.652**	**100,00%**	**344.162.614**	**100,00%**	**114.883.542**	**100,00%**	**151.465.996**	**100,00%**
Actividad real de comercialización	KWh	162.287.768		123.048.001		22.966.314		19.804.800		147.310.396	
Pérdida por subactividad	Bs	1.088.702.401		1.739.804.362		310.306.009		391.796.490		839.380.538	
Coste normal por KWh comercializado	Bs/KWh	1,22		2,18		14,99		5,80		1,03	
Coste por pérdida de subactividad	Bs/KWh	6,71		14,14		13,51		19,78		5,70	
Coste real por KWh comercializado	Bs/KWh	7,93		16,32		28,50		25,58		6,73	
Promedio de pérdida por subactividad	%	548,21%		647,67%		90,16%		341,04%		554,17%	

Tabla 8.8: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh (2 de 11). Continuación……

Descripción	**Unidad**	**San Cristóbal I**		**Táriba**		**Capacho**		**Santa Ana**		**San Cristóbal II**	
Coste fijo imputado de amort. del inmov.	Bs.	2.701.298	1,31%	697.419	0,25%	1.544.311	0,45%	632.714	0,55%	1.132.224	0,74%
Coste fijo imputado de mano de obra	Bs.	150.355.906	72,69%	243.006.070	88,35%	318.526.092	92,35%	106.071.963	91,96%	119.479.393	78,41%
Otros recursos fijos imputados	Bs.	53.777.873	26,00%	31.355.106	11,40%	24.839.261	7,20%	8.646.002	7,50%	31.768.188	20,85%
Coste normal	Bs.	**206.835.077**	**100,00%**	**275.058.594**	**100,00%**	**344.909.665**	**100,00%**	**115.350.679**	**100,00%**	**152.379.806**	**100,00%**
Actividad real de comercialización	KWh	162.287.768		123.048.001		22.966.314		19.804.800		147.310.396	
Pérdida por subactividad	Bs	1.133.880.855		1.781.461.884		310.979.569		393.389.604		844.444.606	
Coste normal por KWh comercializado	Bs/KWh	1,27		2,24		15,02		5,82		1,03	
Coste por pérdida de subactividad	Bs/KWh	6,99		14,48		13,54		19,86		5,73	
Coste real por KWh comercializado	Bs/KWh	8,26		16,71		28,56		25,69		6,77	
Promedio de pérdida por subactividad	%	548,21%		647,67%		90,16%		341,04%		554,17%	

Tabla 8.8: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh (3 de 11). Continuación……

		Táchira									
Descripción	**Unidad**	**La Fría**		**Colón**		**Coloncito**		**La Grita**		**Pregonero**	
Coste fijo imputado de amort. del inmov.	Bs.	1.964.405	2,66%	705.926	0,33%	2.277.168	2,20%	426.479	0,47%	78.300	0,13%
Coste fijo imputado de mano de obra	Bs.	65.604.940	88,97%	199.631.153	93,54%	93.879.393	90,84%	85.096.990	92,87%	57.547.068	96,71%
Otros recursos fijos imputados	Bs.	6.168.946	8,37%	13.069.480	6,12%	7.184.049	6,95%	6.106.199	6,66%	1.876.454	3,15%
Coste normal	Bs.	**73.738.291**	**100,00%**	**213.406.559**	**100,00%**	**103.340.610**	**100,00%**	**91.629.669**	**100,00%**	**59.501.822**	**100,00%**
Actividad real de comercialización	KWh	58.113.047		66.076.259		55.529.126		49.599.394		8.095.585	
Pérdida por subactividad	Bs	1.057.472.705		1.457.751.096		1.234.192.886		1.183.495.337		519.685.074	
Coste normal por KWh comercializado	Bs/KWh	1,27		3,23		1,86		1,85		7,35	
Coste por pérdida de subactividad	Bs/KWh	18,20		22,06		22,23		23,86		64,19	
Coste real por KWh comercializado	Bs/KWh	19,47		25,29		24,09		25,71		71,54	
Promedio de pérdida por subactividad	%	1434,09%		683,09%		1194,30%		1291,61%		873,39%	

Tabla 8.8: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh (4 de 11). Continuación……

		Táchira						Mérida			
Descripción	**Unidad**	**Queniquea**		**La Pedrera**		**El Piñal**		**Mérida I**		**Mucuchíes**	
Coste fijo imputado de amort. del inmov.	Bs.	400.803	0,45%	124.365	0,50%	214.157	0,32%	123.223	0,05%	20.809	0,03%
Coste fijo imputado de mano de obra	Bs.	86.141.645	96,68%	23.127.912	93,12%	63.450.619	95,52%	189.922.287	77,78%	75.291.145	92,62%
Otros recursos fijos imputados	Bs.	2.555.687	2,87%	1.584.948	6,38%	2.759.614	4,15%	54.131.221	22,17%	5.980.227	7,36%
Coste normal	Bs.	**89.098.135**	**100,00%**	**24.837.225**	**100,00%**	**66.424.390**	**100,00%**	**244.176.731**	**100,00%**	**81.292.181**	**100,00%**
Actividad real de comercialización	KWh	9.365.469		26.959.770		26.582.062		111.407.891		12.983.883	
Pérdida por subactividad	Bs	461.871.320		699.391.635		1.046.255.798		1.129.203.725		477.474.680	
Coste normal por KWh comercializado	Bs/KWh	9,51		0,92		2,50		2,19		6,26	
Coste por pérdida de subactividad	Bs/KWh	49,32		25,94		39,36		10,14		36,77	
Coste real por KWh comercializado	Bs/KWh	58,83		26,86		41,86		12,33		43,04	
Promedio de pérdida por subactividad	%	518,38%		2815,90%		1575,11%		462,45%		587,36%	

Tabla 8.8: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh (5 de 11). Continuación……

		Mérida									
Descripción	**Unidad**	**Ejido**		**Lagunillas**		**La Parroquia**		**Mérida II**		**Santo Domingo**	
Coste fijo imputado de amort. del inmov.	Bs.	87.761	0,04%	812.692	0,39%	167.906	0,08%	212.004	0,07%	81.066	0,27%
Coste fijo imputado de mano de obra	Bs.	174.742.389	89,18%	198.255.506	94,95%	152.251.351	76,09%	223.088.534	76,42%	28.947.959	95,38%
Otros recursos fijos imputados	Bs.	21.120.400	10,78%	9.728.839	4,66%	47.681.781	23,83%	68.622.121	23,51%	1.320.982	4,35%
Coste normal	Bs.	**195.950.550**	**100,00%**	**208.797.036**	**100,00%**	**200.101.037**	**100,00%**	**291.922.658**	**100,00%**	**30.350.006**	**100,00%**
Actividad real de comercialización	KWh	69.582.656		36.277.985		70.765.960		130.291.794		13.175.194	
Pérdida por subactividad	Bs	686.353.005		949.648.549		685.825.033		1.263.064.199		715.436.888	
Coste normal por KWh comercializado	Bs/KWh	2,82		5,76		2,83		2,24		2,30	
Coste por pérdida de subactividad	Bs/KWh	9,86		26,18		9,69		9,69		54,30	
Coste real por KWh comercializado	Bs/KWh	12,68		31,93		12,52		11,93		56,61	
Promedio de pérdida por subactividad	%	350,27%		454,82%		342,74%		432,67%		2357,29%	

Tabla 8.8: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh (6 de 11). Continuación……

		Mérida								**Barinas**	
Descripción	**Unidad**	**El Vigía**		**Tovar**		**Caño Zancudo**		**Canagua**		**Barinas**	
Coste fijo imputado de amort. del inmov.	Bs.	394.115	0,10%	2.084.070	1,34%	987.531	0,72%	9.741	0,02%	3.300.166	0,84%
Coste fijo imputado de mano de obra	Bs.	365.811.390	88,19%	138.228.946	88,85%	121.042.613	88,39%	57.159.277	97,63%	327.980.194	83,71%
Otros recursos fijos imputados	Bs.	48.581.155	11,71%	15.269.544	9,81%	14.910.501	10,89%	1.379.619	2,36%	60.526.671	15,45%
Coste normal	Bs.	**414.786.659**	**100,00%**	**155.582.561**	**100,00%**	**136.940.646**	**100,00%**	**58.548.637**	**100,00%**	**391.807.030**	**100,00%**
Actividad real de comercialización	KWh	150.966.110		69.794.463		30.768.713		5.833.142		180.146.903	
Pérdida por subactividad	Bs	1.880.762.472		1.725.900.492		703.940.708		675.227.476		1.421.196.062	
Coste normal por KWh comercializado	Bs/KWh	2,75		2,23		4,45		10,04		2,17	
Coste por pérdida de subactividad	Bs/KWh	12,46		24,73		22,88		115,76		7,89	
Coste real por KWh comercializado	Bs/KWh	15,21		26,96		27,33		125,79		10,06	
Promedio de pérdida por subactividad	%	453,43%		1109,31%		514,05%		1153,28%		362,73%	

Tabla 8.8: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh (7 de 11). Continuación……

		Barinas									
Descripción	**Unidad**	**Barinitas**		**Barrancas**		**Barinas II**		**Ciudad Bolivia**		**Santa Bárbara**	
Coste fijo imputado de amort. del inmov.	Bs.	546.159	0,37%	278.909	0,55%	331.957	0,30%	892.632	0,24%	405.940	0,41%
Coste fijo imputado de mano de obra	Bs.	140.747.026	94,62%	46.712.062	92,08%	95.608.266	86,00%	347.557.846	94,49%	97.962.411	98,81%
Otros recursos fijos imputados	Bs.	7.454.943	5,01%	3.737.232	7,37%	15.228.994	13,70%	19.365.305	5,26%	771.950	0,78%
Coste normal	Bs.	**148.748.128**	**100,00%**	**50.728.203**	**100,00%**	**111.169.217**	**100,00%**	**367.815.782**	**100,00%**	**99.140.301**	**100,00%**
Actividad real de comercialización	KWh	32.067.164		20.688.516		97.135.324		68.549.355		35.162.791	
Pérdida por subactividad	Bs	820.136.891		461.426.808		1.081.907.300		1.659.720.639		738.716.570	
Coste normal por KWh comercializado	Bs/KWh	4,64		2,45		1,14		5,37		2,82	
Coste por pérdida de subactividad	Bs/KWh	25,58		22,30		11,14		24,21		21,01	
Coste real por KWh comercializado	Bs/KWh	30,21		24,76		12,28		29,58		23,83	
Promedio de pérdida por subactividad	%	551,36%		909,61%		973,21%		451,24%		745,12%	

Tabla 8.8: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh (8 de 11). Continuación……

		Barinas								Trujillo	
Descripción	**Unidad**	**Libertad**		**San Silvestre**		**Sabaneta**		**Barinas III**		**Valera I**	
Coste fijo imputado de amort. del inmov.	Bs.	481.072	0,36%	248.996	0,21%	106.524	0,25%	664.766	0,21%	661.602	0,23%
Coste fijo imputado de mano de obra	Bs.	125.360.153	93,95%	96.234.251	82,16%	40.214.313	92,90%	271.557.048	85,63%	257.541.023	89,39%
Otros recursos fijos imputados	Bs.	7.597.295	5,69%	20.651.278	17,63%	2.965.832	6,85%	44.914.455	14,16%	29.912.301	10,38%
Coste normal	Bs.	**133.438.520**	**100,00%**	**117.134.525**	**100,00%**	**43.286.669**	**100,00%**	**317.136.269**	**100,00%**	**288.114.925**	**100,00%**
Actividad real de comercialización	KWh	27.674.405		89.885.454		31.756.041		159.298.700		139.901.543	
Pérdida por subactividad	Bs	640.218.076		516.332.583		730.618.244		1.620.249.704		1.641.714.880	
Coste normal por KWh comercializado	Bs/KWh	4,82		1,30		1,36		1,99		2,06	
Coste por pérdida de subactividad	Bs/KWh	23,13		5,74		23,01		10,17		11,73	
Coste real por KWh comercializado	Bs/KWh	27,96		7,05		24,37		12,16		13,79	
Promedio de pérdida por subactividad	%	479,79%		440,80%		1687,86%		510,90%		569,81%	

Tabla 8.8: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh (9 de 11). Continuación……

		Trujillo									
Descripción	**Unidad**	**Valera II**		**Timotes**		**Carvajal**		**Escuque**		**Trujillo**	
Coste fijo imputado de amort. del inmov.	Bs.	731.543	0,39%	96.293	0,06%	581.103	0,75%	89.778	0,07%	390.947	0,20%
Coste fijo imputado de mano de obra	Bs.	160.758.631	85,13%	165.208.098	94,79%	70.144.126	91,12%	126.466.372	92,47%	176.620.238	90,10%
Otros recursos fijos imputados	Bs.	27.337.776	14,48%	8.987.710	5,16%	6.251.939	8,12%	10.207.362	7,46%	19.023.604	9,70%
Coste normal	Bs.	**188.827.950**	**100,00%**	**174.292.100**	**100,00%**	**76.977.169**	**100,00%**	**136.763.511**	**100,00%**	**196.034.789**	**100,00%**
Actividad real de comercialización	KWh	123.347.390		24.253.282		37.710.545		26.668.857		64.270.525	
Pérdida por subactividad	Bs	1.478.259.324		644.449.841		715.672.051		447.495.863		1.078.150.490	
Coste normal por KWh comercializado	Bs/KWh	1,53		7,19		2,04		5,13		3,05	
Coste por pérdida de subactividad	Bs/KWh	11,98		26,57		18,98		16,78		16,78	
Coste real por KWh comercializado	Bs/KWh	13,52		33,76		21,02		21,91		19,83	
Promedio de pérdida por subactividad	%	782,86%		369,75%		929,72%		327,20%		549,98%	

Tabla 8.8: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh (10 de 11). Continuación……

		Trujillo									
Descripción	**Unidad**	**Pampam**		**Carache**		**Boconó**		**Caja Seca**		**Sabana Mendoza**	
Coste fijo imputado de amort. del inmov.	Bs.	3.956.535	1,49%	152.453	0,49%	629.773	0,17%	13.619.544	5,92%	554.585	0,29%
Coste fijo imputado de mano de obra	Bs.	242.983.965	91,76%	29.506.828	94,39%	341.914.686	94,35%	192.160.445	83,55%	172.813.031	89,89%
Otros recursos fijos imputados	Bs.	17.853.478	6,74%	1.601.588	5,12%	19.857.851	5,48%	24.216.620	10,53%	18.875.644	9,82%
Coste normal	Bs.	**264.793.978**	**100,00%**	**31.260.869**	**100,00%**	**362.402.311**	**100,00%**	**229.996.609**	**100,00%**	**192.243.261**	**100,00%**
Actividad real de comercialización	KWh	82.582.838		16.211.124		63.958.870		123.333.944		91.452.078	
Pérdida por subactividad	Bs	1.650.024.242		430.106.706		1.466.656.617		1.597.165.648		1.300.612.156	
Coste normal por KWh comercializado	Bs/KWh	3,21		1,93		5,67		1,86		2,10	
Coste por pérdida de subactividad	Bs/KWh	19,98		26,53		22,93		12,95		14,22	
Coste real por KWh comercializado	Bs/KWh	23,19		28,46		28,60		14,81		16,32	
Promedio de pérdida por subactividad	%	623,14%		1375,86%		404,70%		694,43%		676,54%	

Tabla 8.8: Coste normal total, coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh (11 de 11). Continuación……

		Trujillo			
Descripción	**Unidad**	**Betijoque**		**Promedio Nacional**	
Coste fijo imputado de amortización del inmovilizado	Bs.	722.171	0,86%	51.960.024	0,62%
Coste fijo imputado de mano de obra	Bs.	79.653.567	94,89%	7.402.874.116	88,46%
Otros recursos fijos imputados	Bs.	3.563.913	4,25%	914.116.229	10,92%
Coste normal	Bs.	**83.939.650**	**100,00%**	**8.368.950.368**	**100,00%**
Actividad real de comercialización	KWh	14.814.070		3.402.017.842	
Pérdida por subactividad	Bs	416.364.741		49.624.990.530	
Coste normal por KWh comercializado	Bs/KWh	5,67		2,46	
Coste por pérdida de subactividad	Bs/KWh	28,11		14,59	
Coste real por KWh comercializado	Bs/KWh	33,77		17,05	
Promedio de pérdida por subactividad	%	496,03%		592,97%	

Fuente: Diseño propio a partir de: Información suministrada por la empresa CADAFE 2006.

Inicialmente, debemos decir que el coste completo promedio nacional se ubica en 17,05 Bs/KWh mientras que el coste normalizado asciende a 2,46 Bs/KWh. Es decir, las pérdidas por subactividad incrementan el coste por KWh en un 592,97%

En esta línea, llama la atención las diferencias en costes reflejadas por las oficinas comerciales la Pedrera (2.815,90%), Santo Domingo (2.357,29%), Sabaneta (1.687,86%) y El Piñal (1.575,11%). Dicha diferencia se debe, principalmente, a la energía dejada de facturar y a la falta de energía disponible para el consumo de usuarios finales del servicio eléctrico.

En este sentido, la empresa CADAFE debe controlar en mejor forma la energía suministrada a dichas oficinas, con respecto a los promedios reflejados de facturación.

Para ello, se hace necesario realizar labores destinadas a disminuir administrativamente las pérdidas de energía mediante actividades tales como: sustitución de equipos de medición instalados con una antigüedad superior a 10 años; solventar solicitudes de servicio de clientes nuevos en cuanto a equipos de medición o servicio; captación de clientes en obras recién concluidas por entidades gubernamentales o por la empresa; estudios de anomalías de consumo mediante el contraste de la energía facturada y suministrada por sector y proyección de obras menores y mayores en aquellos sitios donde no es posible suministrar, en condiciones óptimas, el servicio eléctrico a los usuarios.

VIII.2.3.2.4 Coste normalizado y real por localidad geográfica

En la tabla siguiente, pretendemos hacer una comparación por localidad geográfica de los costes, partiendo de las oficinas comerciales asentadas en cada una de ellas.

Tabla 8.9
Coste por localidad geográfica (1 de 2)

Localidad /Oficina comercial	Energía comercializada KWh	Coste normalizado Bs	Coste completo Bs	Coste normal KWh	Coste completo KWh	KWh variación	
San Cristóbal I	162.287.768	198.593.921	1.287.296.322	1,224	7,932	6,708	548%
Táriba	123.048.001	268.626.652	2.008.431.015	2,183	16,322	14,139	648%
Capacho	22.966.314	344.162.614	654.468.623	14,986	28,497	13,511	90%
Santa Ana	19.804.800	114.883.542	506.680.033	5,801	25,584	19,783	341%
San Cristóbal II	147.310.396	151.465.996	990.846.533	1,028	6,726	5,698	554%
San Cristóbal III	175.974.564	232.076.113	1.732.906.932	1,319	9,847	8,529	647%
San Antonio	58.522.171	82.803.708	920.192.169	1,415	15,724	14,309	1011%
Ureña	76.768.034	73.881.210	699.907.997	0,962	9,117	8,155	847%
Rubio	57.687.941	133.741.864	1.153.379.496	2,318	19,993	17,675	762%
Delicias	4.609.631	22.237.578	183.206.096	4,824	39,744	34,920	724%
La Fría	58.113.047	73.738.291	1.131.210.996	1,269	19,466	18,197	1434%
Colón	66.076.259	213.406.559	1.671.157.655	3,230	25,291	22,062	683%
Coloncito	55.529.126	103.340.610	1.337.533.496	1,861	24,087	22,226	1194%
La Grita	49.599.394	91.629.669	1.275.125.005	1,847	25,708	23,861	1292%
Pregonero	8.095.585	59.501.822	579.186.896	7,350	71,544	64,194	873%
Queniquea	9.365.469	89.098.135	550.969.455	9,513	58,830	49,316	518%
La Pedrera	26.959.770	24.837.225	724.228.860	0,921	26,863	25,942	2816%
El Piñal	26.582.062	66.424.390	1.112.680.188	2,499	41,858	39,359	1575%
Táchira	**1.149.300.332,000**	**2.344.449.900,154**	**18.519.407.768,000**	**2,040**	**16,114**	**14,074**	**690%**
Mérida I	111.407.891	244.176.731	1.373.380.456	2,192	12,327	10,136	462%
Mucuchíes	12.983.883	81.292.181	558.766.862	6,261	43,035	36,774	587%
Ejido	69.582.656	195.950.550	882.303.555	2,816	12,680	9,864	350%
Lagunillas	36.277.985	208.797.036	1.158.445.585	5,755	31,932	26,177	455%
La Parroquia	70.765.960	200.101.037	885.926.070	2,828	12,519	9,691	343%
Mérida II	130.291.794	291.922.658	1.554.986.857	2,241	11,935	9,694	433%
Santo Domingo	13.175.194	30.350.006	745.786.894	2,304	56,605	54,302	2357%
El Vigía	150.966.110	414.786.659	2.295.549.131	2,748	15,206	12,458	453%
Tovar	69.794.463	155.582.561	1.881.483.052	2,229	26,957	24,728	1109%
Caño Zancudo	30.768.713	136.940.646	840.881.354	4,451	27,329	22,878	514%
Canagua	5.833.142	58.548.637	733.776.113	10,037	125,794	115,757	1153%
Mérida	**701.847.791,000**	**2.018.448.702,952**	**12.911.285.930,390**	**2,876**	**18,396**	**15,520**	**540%**
Barinas	180.146.903	391.807.030	1.813.003.093	2,175	10,064	7,889	363%
Barinitas	32.067.164	148.748.128	968.885.018	4,639	30,214	25,576	551%
Barrancas	20.688.516	50.728.203	512.155.011	2,452	24,756	22,304	910%
Barinas II	97.135.324	111.169.217	1.193.076.517	1,144	12,283	11,138	973%
Ciudad Bolivia	68.549.355	367.815.782	2.027.536.421	5,366	29,578	24,212	451%
Santa Bárbara	35.162.791	99.140.301	837.856.870	2,819	23,828	21,008	745%
Libertad	27.674.405	133.438.520	773.656.596	4,822	27,956	23,134	480%

Tabla 8.9: Coste por localidad geográfica. (2 de 2). Continuación……

Localidad /Oficina comercial	Energía comercializada KWh	Coste normalizado Bs	Coste completo Bs	Coste normal KWh	Coste completo KWh	KWh variación	
San Silvestre	89.885.454	117.134.525	633.467.107	1,303	7,047	5,744	441%
Sabaneta	31.756.041	43.286.669	773.904.913	1,363	24,370	23,007	1688%
Barinas III	159.298.700	317.136.269	1.937.385.973	1,991	12,162	10,171	511%
Barinas	**742.364.653,000**	**1.780.404.643,742**	**11.470.927.519,829**	**2,398**	**15,452**	**13,054**	**544%**
Valera I	139.901.543	288.114.925	1.929.829.806	2,059	13,794	11,735	570%
Valera II	123.347.390	188.827.950	1.667.087.274	1,531	13,515	11,985	783%
Timotes	24.253.282	174.292.100	818.741.941	7,186	33,758	26,572	370%
Carvajal	37.710.545	76.977.169	792.649.220	2,041	21,019	18,978	930%
Escuque	26.668.857	136.763.511	584.259.374	5,128	21,908	16,780	327%
Trujillo	64.270.525	196.034.789	1.274.185.279	3,050	19,825	16,775	550%
Pampam	82.582.838	264.793.978	1.914.818.220	3,206	23,187	19,980	623%
Carache	16.211.124	31.260.869	461.367.576	1,928	28,460	26,532	1376%
Boconó	63.958.870	362.402.311	1.829.058.928	5,666	28,597	22,931	405%
Caja Seca	123.333.944	229.996.609	1.827.162.257	1,865	14,815	12,950	694%
Sabana Mendoza	91.452.078	192.243.261	1.492.855.417	2,102	16,324	14,222	677%
Betijoque	14.814.070	83.939.650	500.304.390	5,666	33,772	28,106	496%
Trujillo	**808.505.066,000**	**2.225.647.121,489**	**15.092.319.680,540**	**2,753**	**18,667**	**15,914**	**578%**
Promedio	**3.402.017.842,000**	**8.368.950.368,336**	**57.993.940.898,759**	**2,460**	**17,047**	**14,587**	**593%**

Fuente: Diseño propio a partir de: Información suministrada por la empresa CADAFE 2006.

VIII.2.3.2.5 Recapitulación de los principales hallazgos

En lo que a la actividad de comercialización se refiere, observamos las siguientes cuestiones:

- Por término medio, la subactividad incrementa los costes normalizados en un 593,61%. Dicho porcentaje tiene su origen en dos elementos: por una parte, en la energía consumida y no facturada a los usuarios del servicio de energía eléctrica y, por otra, en la energía reprimida por falta de generación.
- Por lo tanto, la empresa debe realizar inversiones destinadas a disminuir las pérdidas administrativas originadas por la energía consumida por usuarios del servicio no registrados como clientes de la empresa. Asimismo, debe proceder a la sustitución de equipos de medición descalibrados (con un una antigüedad mayor a 10 años); y a la medición remota de la energía suministrada y facturada por oficina comercial en sectores de alto consumo. Es decir, sería necesario

aplicar técnicas de telemetría o telemando y medición de bancos de transformación en sectores de alto consumo, con el fin de equilibrar la energía suministrada con la facturada.

- Por lo tanto, la empresa CADAFE debe realizar inversiones destinadas a monitorear las lecturas por vía remota, evitando al máximo el uso de personal en el cumplimiento de tan importante labor. De este modo, se podría pensar en facturar el consumo de energía de acuerdo con las exigencias del cliente y la capacidad de pago de éste. Además, se garantizaría que la energía facturada fuese la correcta; se monitorearía el equipo de medición ante cualquier desperfecto y antigüedad; se mejoraría el proceso de cobranza, al ser posible domiciliar los pagos en las cuentas corrientes de los clientes y; por último, disminuiría la cantidad de operarios y pluses cancelados.
- En relación con este último punto, cabe decir que no existe una clara relación entre los costes y la cantidad de empleados, por una parte, y la energía comercializada, por otra. Esto origina gastos extraordinarios en sueldos y pluses adicionales que implican un incremento del coste del servicio de comercialización. El número de empleados depende, más bien de la cantidad de clientes atendidos en cada oficina comercial.
- Por otra parte, los muy bajos coeficientes de actividad en los casos de la Pedrera, Santo Domingo y Sabaneta, acentúan la diferencia entre los costes completos y normales por KWh, tanto por oficina como por localidad geográfica.
- La disminución de pérdidas administrativas a que hacemos referencia en los puntos anteriores contribuirá a la mejora este coeficiente de actividad.

VIII.3 Coste total del servicio eléctrico por localidad geográfica o Estado y oficina comercial

En este punto, pretendemos mostrar el resultado del coste total del servicio por oficina comercial y localidad geográfica. Sin embargo, antes de continuar con nuestro cometido, debemos aclarar las siguientes cuestiones:

En los puntos precedentes, dejamos claro que en la actividad de generación mostraríamos como coste el promedio nacional por KWh generado, debido a que la energía se pone a disposición en todo el país a través del sistema interconectado nacional. Es decir, salvo en los casos de la generación distribuida que alimenta el sistema de distribución en tensiones de 13.8 y 34.5 KV por Estado (en general, se trata de costes directamente asignables a una oficina en particular[74]), la energía generada no forma parte de una localidad en particular. Por consiguiente, el coste promedio de generación es similar en cada Estado o localidad geográfica.

Cuando llegamos a la actividad de transmisión, debido a que cada central suple de energía a un Estado en particular, el coste es igual tanto para el Estado como para la central de transmisión de energía.

En el caso de la actividad "distribución de la energía", el coste se calculó sobre la base de los recursos imputados y energía distribuida por aquellas centrales de distribución adscritas o asentadas en cada uno de los Estados o localidades geográficas.

Finalmente, para calcular el coste total por Estado, debemos agregar el coste de comercialización, el cual se determinó mediante la sumatoria de los costes reflejados por aquellas oficinas comerciales asentadas en cada localidad.

Sobre la base de esta información, podemos calcular el coste total del KWh por Estado o localidad geográfica. En el caso de las oficinas comerciales, los costes, salvo en lo concerniente al apartado de distribución de energía, serán similares a los calculados para el Estado al que pertenece la oficina en cuestión. En el caso de esta última actividad (distribución), se tomará como referencia el coste calculado para el distrito técnico que suple de energía a la oficina comercial en particular.

De acuerdo con lo anterior, hemos elaborado la siguiente tabla:

---

[74] Como nota adicional, en los casos que el montante de la energía generada bajo la alterntativa de "generación distribuida" surta los circuitos que alimenten dos o más oficinas comerciales, el coste de esta alternativa debe ser distribuido ponderadamente sobre la base de la energía consumida por por cada oficina comercial.

Tabla 8.10
Coste total del servicio eléctrico por oficina comercial y localidad geográfica (1 de 3)

		Coste de generación		Coste de transmisión		Coste de distribución		Coste de comercialización		Coste del servicio	
Distrito Técnico	**Localidad/Oficina comercial**	**normal**	**completo**	**normal**	**completo**	**normal**	**completo**	**normal**	**completo**	**normal** =(a)+(c)+(e)+(g)=(i)	**completo** =(b)+(d)+(f)+(h)=(j)
		(a)	**(b)**	**(c)**	**(d)**	**(e)**	**(f)**	**(g)**	**(h)**	**(i)**	**(j)**
San Cristóbal	San Cristóbal I	15,39	22,84	4,0381	5,9776	2,260	9,146	1,224	7,932	22,912	45,899
San Cristóbal	Táriba	15,39	22,84	4,0381	5,9776	2,260	9,146	2,183	16,322	23,871	54,289
San Cristóbal	Capacho	15,39	22,84	4,0381	5,9776	2,260	9,146	14,986	28,497	36,674	66,464
San Cristóbal	Santa Ana	15,39	22,84	4,0381	5,9776	2,260	9,146	5,801	25,584	27,489	63,550
San Cristóbal	San Cristóbal II	15,39	22,84	4,0381	5,9776	2,260	9,146	1,028	6,726	22,716	44,693
San Cristóbal	San Cristóbal III	(*) 28,03	34,63	4,0381	5,9776	2,260	9,146	1,319	9,847	35,649	59,604
San Antonio	San Antonio	15,39	22,84	4,0381	5,9776	2,884	14,782	1,415	15,724	23,727	59,327
San Antonio	Ureña	(*) 40,93	46,66	4,0381	5,9776	2,884	14,782	0,962	9,117	48,817	76,540
San Antonio	Rubio	15,39	22,84	4,0381	5,9776	2,884	14,782	2,318	19,993	24,630	63,596
San Antonio	Delicias	15,39	22,84	4,0381	5,9776	2,884	14,782	4,824	39,744	27,136	83,347
La Fria	La Fria	15,39	22,84	4,0381	5,9776	3,125	12,973	1,269	19,466	23,823	61,259
La Fria	Colón	15,39	22,84	4,0381	5,9776	3,125	12,973	3,230	25,291	25,783	67,085
La Fria	Coloncito	(*) 38,23	44,14	4,0381	5,9776	3,125	12,973	1,861	24,087	47,256	87,182
La Fria	La Grita	15,39	22,84	4,0381	5,9776	3,125	12,973	1,847	25,708	24,401	67,502
La Pedrera	Pregonero	15,39	22,84	4,0381	5,9776	5,2313	28,9701	7,350	71,544	32,010	129,334
La Fria	Queniquea	15,39	22,84	4,0381	5,9776	3,125	12,973	9,513	58,830	32,067	100,623
La Pedrera	La Pedrera	15,39	22,84	4,0381	5,9776	5,2313	28,9701	0,921	26,863	25,581	84,654
La Pedrera	El Piñal	(*) 36,52	42,55	4,0381	5,9776	5,2313	28,9701	2,499	41,858	48,290	119,356
	Táchira	**19,955**	**27,100**	**4,038**	**5,978**	**3,134**	**14,765**	**2,040**	**16,114**	**30,713**	**74,128**

Tabla 8.10: Coste total del servicio eléctrico por oficina comercial y localidad geográfica (2 de 3). Continuación……

		Coste de generación		Coste de transmisión		Coste de distribución		Coste de comercialización		Coste del servicio	
Distrito Técnico	**Localidad/Oficina comercial**	**normal**	**completo**	**normal**	**completo**	**normal**	**completo**	**normal**	**completo**	**normal** =(a)+(c)+(e)+(g)=(i)	**completo** =(b)+(d)+(f)+(h)=(j)
		(a)	**(b)**	**(c)**	**(d)**	**(e)**	**(f)**	**(g)**	**(h)**	**(i)**	**(j)**
Mérida	Merida I	15,39	22,84	2,2040	4,2150	2,642	8,494	2,192	12,327	22,428	47,880
Mérida	Mucuchies	15,39	22,84	2,2040	4,2150	2,642	8,494	6,261	43,035	26,498	78,588
Mérida	Ejido	15,39	22,84	2,2040	4,2150	2,642	8,494	2,816	12,680	23,053	48,232
Mérida	Lagunillas	15,39	22,84	2,2040	4,2150	2,642	8,494	5,755	31,932	25,992	67,485
Mérida	La Parroquia	15,39	22,84	2,2040	4,2150	2,642	8,494	2,828	12,519	23,064	48,072
Mérida	Merida II	15,39	22,84	2,2040	4,2150	2,642	8,494	2,241	11,935	22,477	47,487
El Vigia	Santo Domingo	15,39	22,84	2,2040	4,2150	3,974	11,567	2,304	56,605	23,872	95,231
El Vigia	El Vigía	15,39	22,84	2,2040	4,2150	3,974	11,567	2,748	15,206	24,316	53,831
Tovar	Tovar	15,39	22,84	2,2040	4,2150	3,822	14,352	2,229	26,957	23,645	68,367
El Vigia	Caño Zancudo	15,39	22,84	2,2040	4,2150	3,974	11,567	4,451	27,329	26,019	65,955
Tovar	Canagua	15,39	22,84	2,2040	4,2150	3,822	14,352	10,037	125,794	31,453	167,204
	Mérida	**15,39**	**22,84**	**2,204**	**4,215**	**3,220**	**10,397**	**2,876**	**18,396**	**24,801**	**71,666**
Barinas	Barinas	15,39	22,84	3,6374	2,8644	3,256	9,557	2,175	10,064	24,459	45,328
Barinas	Barinitas	15,39	22,84	3,6374	2,8644	3,256	9,557	4,639	30,214	26,922	65,478
Barinas	Barrancas	15,39	22,84	3,6374	2,8644	3,256	9,557	2,452	24,756	24,736	60,020
Barinas	Barinas II	15,39	22,84	3,6374	2,8644	3,256	9,557	1,144	12,283	23,428	47,547
Socopó	Ciudad Bolivia	15,39	22,84	3,6374	2,8644	7,555	29,969	5,366	29,578	31,949	85,254
Socopó	Santa Barbara	15,39	22,84	3,6374	2,8644	7,555	29,969	2,819	23,828	29,402	79,504
Libertad	Libertad	15,39	22,84	3,6374	2,8644	4,908	20,305	4,822	27,956	28,758	73,968
Barinas	San Silvestre	15,39	22,84	3,6374	2,8644	3,256	9,557	1,303	7,047	23,587	42,312
Libertad	Sabaneta	15,39	22,84	3,6374	2,8644	4,908	20,305	1,363	24,370	25,299	70,382

Tabla 8.10: Coste total del servicio eléctrico por oficina comercial y localidad geográfica (3 de 3). Continuación……

		Coste de generación		Coste de transmisión		Coste de distribución		Coste de comercialización		Coste del servicio	
Distrito Técnico	**Localidad/Oficina comercial**	**normal**	**completo**	**normal**	**completo**	**normal**	**completo**	**normal**	**completo**	**normal** =(a)+(c)+(e)+(g)=(i)	**completo** =(b)+(d)+(f)+(h)=(j)
		(a)	**(b)**	**(c)**	**(d)**	**(e)**	**(f)**	**(g)**	**(h)**	**(i)**	**(j)**
Barinas	Barinas III	15,39	22,84	3,6374	2,8644	3,256	9,557	1,991	12,162	24,275	47,426
	Barinas	**15,39**	**22,84**	**3,637**	**2,864**	**4,446**	**15,789**	**2,398**	**15,452**	**26,281**	**61,722**
Valera	Valera I	15,39	22,84	2,7118	4,0843	1,812	5,667	2,059	13,794	21,973	46,389
Trujillo	Valera II	15,39	22,84	2,7118	4,0843	3,715	15,836	1,531	13,515	23,348	56,279
Valera	Timotes	15,39	22,84	2,7118	4,0843	1,812	5,667	7,186	33,758	27,100	66,353
Valera	Carvajal	15,39	22,84	2,7118	4,0843	1,812	5,667	2,041	21,019	21,955	53,614
Valera	Escuque	15,39	22,84	2,7118	4,0843	1,812	5,667	5,128	21,908	25,042	54,503
Trujillo	Trujillo	15,39	22,84	2,7118	4,0843	3,715	15,836	3,050	19,825	24,867	62,589
Trujillo	Pampam	15,39	22,84	2,7118	4,0843	3,715	15,836	3,206	23,187	25,023	65,950
Trujillo	Carache	15,39	22,84	2,7118	4,0843	3,715	15,836	1,928	28,460	23,745	71,224
Boconó	Boconó	15,39	22,84	2,7118	4,0843	6,537	31,604	5,666	28,597	30,305	87,129
Caja Seca	Caja Seca	15,39	22,84	2,7118	4,0843	3,277	11,702	1,865	14,815	23,244	53,444
Sabana Mendoza	Sabana Mendoza	15,39	22,84	2,7118	4,0843	7,111	24,313	2,102	16,324	27,315	67,564
Sabana Mendoza	Betijoque	15,39	22,84	2,7118	4,0843	7,111	24,313	5,666	33,772	30,879	85,013
	Trujillo	**15,39**	**22,84**	**2,712**	**4,084**	**3,845**	**14,829**	**2,753**	**18,667**	**25,400**	**64,171**
	Promedio	**16,531**	**23,907**	**3,148**	**4,285**	**3,661**	**13,945**	**2,460**	**17,047**	**26,799**	**67,922**

Fuente: Diseño propio a partir de: Datos suministrados por la empresa CADAFE 2006.
(*) Oficinas con generación distribuida.

En la tabla precedente, inicialmente mostramos los distritos técnicos existentes en la región andina separados por localidad geográfica.

Acto seguido, relacionamos los distritos técnicos con respecto a las oficinas comerciales a las cuales les suministra la energía destinada para su comercialización.

Con relación a la actividad de generación, el coste difiere en algunas oficinas comerciales debido al efecto provocado por el coste de la llamada generación distribuida. En estos casos, los cálculos se realizaron como sigue:

Tabla 8.11
Efecto de la generación distribuida en el coste de energía

	Coste de generación propia y distribuida			**Energía recibida para ser comercializada (GWh)**					**Coste de generación**	
Oficina comercial	**Coste normal**	**Coste completo**	**Coste de generación distribuida**	**Generación distribuida**	**%**	**Generación propia o normal**	**%**	**Total**	(a)*(g) +(c)*(e) = (i) (b)*(g) +(c)*(e) = (j)	
	(a)	**(b)**	**(c)**	**(d)**	**(e)**	**(f)**	**(g)**	**(h)**	**(i)**	**(j)**
San Cristóbal III	15,39	22,84	125,91	158,31	11,44	1.225,69	88,56	1.384,00	28,03	34,63
Ureña	15,39	22,84	125,91	158,31	23,11	526,69	76,89	685,00	40,93	46,66
Coloncito	15,39	22,84	125,91	158,31	20,67	607,69	79,33	766,00	38,23	44,14
El Piñal	15,39	22,84	125,91	158,31	19,12	669,69	80,88	828,00	36,52	42,55

Fuente: Diseño propio a partir de: Datos suministrados por la empresa CADAFE 2006.

Como observamos en la tabla precedente, tanto el coste normalizado como el completo se calcularon sobre la media ponderada de la energía recibida para ser comercializada.

Siguiendo con lo indicado en la tabla 8.10, las siguientes columnas se refieren a los costes de transmisión, distribución y comercialización de la energía por oficina comercial. En lo que se refiere a la distribución de la energía, los costes imputados a cada oficina comercial dependen del coste mostrado por aquel distrito técnico que le suple de energía.

En las dos columnas siguientes, reflejamos los costes de comercialización para que finalmente se calcule el coste total, mediante la sumatoria de las actividades anteriores.

De la tabla precedente, observamos que el mayor coste lo reflejan, por una parte, las oficinas comerciales El Piñal, Coloncito, Ureña y San Cristóbal III debido al coste imputado por generación distribuida y por la otra, las oficinas comerciales Capacho y Ciudad Bolivia originada por el bajo nivel de aprovechamiento del sistema.

VIII.4 Estado de resultados por oficina comercial

En la tabla siguiente, hacemos referencia al beneficio obtenido por oficina comercial.

Tabla 8.12
Estado de resultados por oficina comercial (1 de 18)

	Táchira								
	San Cristóbal I			Táriba			Capacho		
	KWh	normal	completo	KWh	Normal	completo	KWh	normal	completo
Ingreso total por venta de energía (a)	**162.287.768**	**12.375.809.427**	**12.375.809.427**	**123.048.001**	**8.065.665.932**	**8.065.665.932**	**22.966.314**	**1.632.709.764**	**1.632.709.764**
Clientes residenciales (b)	57.773.446	3.434.102.474	3.434.102.474	70.501.659	3.789.304.308	3.789.304.308	12.494.972	544.460.424	544.460.424
Clientes comerciales (c)	38.392.078	3.832.722.283	3.832.722.283	14.132.019	1.413.589.573	1.413.589.573	2.422.096	251.239.721	251.239.721
Clientes industriales (d)	39.235.997	2.936.224.933	2.936.224.933	22.270.573	1.251.450.886	1.251.450.886	446.932	42.957.029	42.957.029
Clientes agropecuarios (e)	143.025	9.412.670	9.412.670	603.281	38.296.212	38.296.212	78.295	5.368.615	5.368.615
Otros clientes (f)	26.743.222	2.163.347.067	2.163.347.067	15.540.469	1.573.024.953	1.573.024.953	7.524.019	788.683.975	788.683.975
Coste unitario del servicio (g)		**22,91**	**45,90**		**23,87**	**54,29**		**36,67**	**66,46**
Coste total del servicio (a)KWh * (g) = (h)		**3.718.333.274**	**7.448.818.187**		**2.937.323.726**	**6.680.150.627**		**842.262.010**	**1.526.422.484**
Beneficio o pérdida total (a) - (h) = (i)		**8.657.476.153**	**4.926.991.240**		**5.128.342.206**	**1.385.515.305**		**790.447.754**	**106.287.280**
Clientes residenciales (b) - (b)KWh*(g) = (j)		2.110.398.727	782.369.071		2.106.333.484	-38.158.940		86.222.318	-285.999.623
Clientes comerciales (c) - (c)KWh*(g) = (k)		2.953.083.954	2.070.570.937		1.076.238.991	646.376.658		162.412.256	90.258.651
Clientes industriales (d) - (d)KWh*(g) = (l)		2.037.250.753	1.135.338.695		719.821.913	42.404.165		26.566.334	13.252.347
Clientes agropecuarios (e) - (e)KWh*(g) = (m)		6.135.685	2.847.990		23.895.071	5.544.701		2.497.240	164.852
Otros clientes (f) - (f)KWh*(g) = (n)		1.550.607.035	935.864.547		1.202.052.748	729.348.722		512.749.606	288.611.052
Rendimiento Operativo									
Por oficina comercial ((i)/(a))*100 = (o)		**69,95%**	**39,81%**		**63,58%**	**17,18%**		**48,41%**	**6,51%**
Clientes residenciales ((j)/(b))*100 = (p)		**61,45%**	**22,78%**		**55,59%**	**-1,01%**		**15,84%**	**-52,53%**
Clientes comerciales ((k)/(c))*100 = (q)		**77,05%**	**54,02%**		**76,14%**	**45,73%**		**64,64%**	**35,93%**
Clientes industriales ((l)/(d))*100 = (r)		**69,38%**	**38,67%**		**57,52%**	**3,39%**		**61,84%**	**30,85%**
Clientes agropecuarios ((m)/(e))*100 = (s)		**65,19%**	**30,26%**		**62,40%**	**14,48%**		**46,52%**	**3,07%**
Otros clientes ((n)/(f))*100 = (t)		**71,68%**	**43,26%**		**76,42%**	**46,37%**		**65,01%**	**36,59%**

Tabla 8.12: Estado de resultados por oficina comercial (2 de 18). Continuación……

	Táchira								
	Santa Ana			San Cristóbal II			San Cristóbal III		
	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo
Ingreso total por venta de energía (a)	**19.804.800**	**1.275.882.241**	**1.275.882.241**	**147.310.396**	**9.527.574.447**	**9.527.574.447**	**175.974.564**	**13.981.182.565**	**13.981.182.565**
Clientes residenciales (b)	12.433.005	517.724.709	517.724.709	61.063.015	2.998.123.762	2.998.123.762	78.961.856	5.864.023.588	5.864.023.588
Clientes comerciales (c)	1.163.249	122.106.465	122.106.465	23.474.628	2.343.061.568	2.343.061.568	38.979.764	3.842.322.008	3.842.322.008
Clientes industriales (d)	858.335	149.711.009	149.711.009	30.624.223	2.055.031.622	2.055.031.622	43.101.905	3.121.902.358	3.121.902.358
Clientes agropecuarios (e)	187.717	12.703.142	12.703.142	0		0	18.182	1.171.829	1.171.829
Otros clientes (f)	5.162.494	473.636.916	473.636.916	32.148.530	2.131.357.495	2.131.357.495	14.912.857	1.151.762.782	1.151.762.782
Coste unitario del servicio (g)		**27,49**	**63,55**		**22,72**	**44,69**		**35,65**	**59,60**
Coste total del servicio (a)KWh * (g) = (h)		**544.415.200**	**1.258.601.818**		**3.346.372.207**	**6.583.727.852**		**6.273.361.248**	**10.488.757.263**
Beneficio o pérdida total (a) - (g) = (h)		**731.467.041**	**17.280.423**		**6.181.202.240**	**2.943.846.595**		**7.707.821.317**	**3.492.425.302**
Clientes residenciales (b) - (b)KWh*(g) = (i)		175.953.174	-272.397.014		1.610.987.607	269.040.931		3.049.092.633	1.157.594.876
Clientes comerciales (c) - (c)KWh*(g) = (j)		90.129.851	48.181.593		1.809.800.883	1.293.912.517		2.452.722.651	1.518.978.944
Clientes industriales (d) - (d)KWh*(g) = (k)		126.116.193	95.163.526		1.359.357.376	686.346.482		1.585.351.766	552.863.919
Clientes agropecuarios (e) - (e)KWh*(g) = (l)		7.542.979	773.662		0	0		523.654	88.112
Otros clientes (f) - (f)KWh*(g) = (m)		331.724.844	145.558.656		1.401.056.374	694.546.665		620.130.613	262.899.451
Rendimiento Operativo									
Por oficina comercial ((h)/(a))*100 = (n)		**57,33%**	**1,35%**		**64,88%**	**30,90%**		**55,13%**	**24,98%**
Clientes residenciales ((i)/(b))*100 = (o)		**33,99%**	**-52,61%**		**53,73%**	**8,97%**		**52,00%**	**19,74%**
Clientes comerciales ((j)/(c))*100 = (p)		**73,81%**	**39,46%**		**77,24%**	**55,22%**		**63,83%**	**39,53%**
Clientes industriales ((k)/(d))*100 = (q)		**84,24%**	**63,56%**		**66,15%**	**33,40%**		**50,78%**	**17,71%**
Clientes agropecuarios ((l)/(e))*100 = (r)		**59,38%**	**6,09%**					**44,69%**	**7,52%**
Otros clientes ((m)/(f))*100 = (s)		**70,04%**	**30,73%**		**65,74%**	**32,59%**		**53,84%**	**22,83%**

Tabla 8.12: Estado de resultados por oficina comercial (3 de 18). Continuación……

	Táchira								
	San Antonio			Ureña			Rubio		
	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo
Ingreso total por venta de energía (a)	**58.522.171**	**4.774.606.395**	**4.774.606.395**	**76.768.034**	**5.936.982.533**	**5.936.982.533**	**57.687.941**	**3.572.661.902**	**3.572.661.902**
Clientes residenciales (b)	25.243.100	1.683.962.424	1.683.962.424	23.441.221	1.565.555.412	1.565.555.412	34.290.392	1.485.775.818	1.485.775.818
Clientes comerciales (c)	15.746.917	1.588.262.290	1.588.262.290	12.959.713	1.268.086.577	1.268.086.577	6.859.849	706.216.158	706.216.158
Clientes industriales (d)	6.557.026	562.263.733	562.263.733	33.133.833	2.541.071.087	2.541.071.087	5.816.827	408.696.564	408.696.564
Clientes agropecuarios (e)	31.518	1.971.459	1.971.459	747.054	46.094.104	46.094.104	345.202	21.933.418	21.933.418
Otros clientes (f)	10.943.610	938.146.489	938.146.489	6.486.213	516.175.353	516.175.353	10.375.671	950.039.944	950.039.944
Coste unitario del servicio (g)		**23,73**	**59,33**		**48,82**	**76,54**		**27,14**	**83,35**
Coste total del servicio (a)KWh * (g) = (h)		**1.388.554.037**	**3.471.919.750**		**3.747.601.100**	**5.875.846.891**		**1.565.432.551**	**4.808.113.915**
Beneficio o pérdida total (a) - (g) = (h)		**3.386.052.358**	**1.302.686.645**		**2.189.381.433**	**61.135.642**		**2.007.229.351**	**-1.235.452.013**
Clientes residenciales (b) - (b)KWh*(g) = (i)		1.085.020.043	186.375.852		421.220.446	-228.642.229		555.264.260	-1.372.223.758
Clientes comerciales (c) - (c)KWh*(g) = (j)		1.214.635.598	654.051.696		635.429.569	276.146.503		520.065.799	134.468.669
Clientes industriales (d) - (d)KWh*(g) = (k)		406.685.347	173.257.863		923.569.863	4.998.200		250.849.878	-76.118.223
Clientes agropecuarios (e) - (e)KWh*(g) = (l)		1.223.632	101.604		9.625.013	-11.085.619		12.565.941	-6.838.116
Otros clientes (f) - (f)KWh*(g) = (m)		678.487.738	288.899.630		199.536.542	19.718.788		668.483.472	85.259.415
Rendimiento Operativo									
Por oficina comercial ((h)/(a))*100 = (n)		**70,92%**	**27,28%**		**36,88%**	**1,03%**		**56,18%**	**-34,58%**
Clientes residenciales ((i)/(b))*100 = (o)		**64,43%**	**11,07%**		**26,91%**	**-14,60%**		**37,37%**	**-92,36%**
Clientes comerciales ((j)/(c))*100 = (p)		**76,48%**	**41,18%**		**50,11%**	**21,78%**		**73,64%**	**19,04%**
Clientes industriales ((k)/(d))*100 = (q)		**72,33%**	**30,81%**		**36,35%**	**0,20%**		**61,38%**	**-18,62%**
Clientes agropecuarios ((l)/(e))*100 = (r)		**62,07%**	**5,15%**		**20,88%**	**-24,05%**		**57,29%**	**-31,18%**
Otros clientes ((m)/(f))*100 = (s)		**72,32%**	**30,79%**		**38,66%**	**3,82%**		**70,36%**	**8,97%**

Tabla 8.12: Estado de resultados por oficina comercial (4 de 18). Continuación……

	Táchira								
	Delicias			La Fría			Colón		
	KWh	normal	completo	KWh	Normal	completo	KWh	normal	completo
Ingreso total por venta de energía (a)	**4.609.631**	**200.831.946**	**200.831.946**	**58.113.047**	**4.050.488.364**	**4.050.488.364**	**66.076.259**	**4.311.520.886**	**4.311.520.886**
Clientes residenciales (b)	3.542.907	80.557.377	80.557.377	22.564.439	1.302.717.119	1.302.717.119	43.722.106	1.986.287.177	1.986.287.177
Clientes comerciales (c)	192.754	20.418.812	20.418.812	8.750.187	877.340.309	877.340.309	9.192.375	941.670.899	941.670.899
Clientes industriales (d)	12.043	1.498.265	1.498.265	9.265.635	670.756.980	670.756.980	2.451.985	237.964.299	237.964.299
Clientes agropecuarios (e)	34.312	2.300.362	2.300.362	4.058.483	262.698.932	262.698.932	177.629	11.202.027	11.202.027
Otros clientes (f)	827.615	96.057.130	96.057.130	13.474.303	936.975.024	936.975.024	10.532.164	1.134.396.484	1.134.396.484
Coste unitario del servicio (g)		**27,14**	**83,35**		**23,82**	**61,26**		**25,78**	**67,08**
Coste total del servicio (a)KWh * (g) = (h)		**125.087.952**	**384.198.683**		**1.384.400.501**	**3.559.950.653**		**1.703.668.387**	**4.432.706.719**
Beneficio o pérdida total (a) - (h) = (i)		**75.743.994**	**-183.366.737**		**2.666.087.863**	**490.537.711**		**2.607.852.499**	**-121.185.833**
Clientes residenciales (b) - (b)KWh*(g) = (j)		-15.583.720	-214.733.114		765.174.824	-79.559.211		858.984.104	-946.797.655
Clientes comerciales (c) - (c)KWh*(g) = (k)		15.188.197	4.353.354		668.888.612	341.312.076		704.660.528	325.003.082
Clientes industriales (d) - (d)KWh*(g) = (l)		1.171.464	494.518		450.026.001	103.152.886		174.743.872	73.473.595
Clientes agropecuarios (e) - (e)KWh*(g) = (m)		1.369.264	-559.439		166.015.550	14.080.077		6.622.153	-714.163
Otros clientes (f) - (f)KWh*(g) = (n)		73.598.789	27.077.944		615.982.875	111.551.884		862.841.842	427.849.309
Rendimiento Operativo									
Por oficina comercial ((i)/(a))*100 = (o)		**37,72%**	**-91,30%**		**65,82%**	**12,11%**		**60,49%**	**-2,81%**
Clientes residenciales ((j)/(b))*100 = (p)		**-19,34%**	**-266,56%**		**58,74%**	**-6,11%**		**43,25%**	**-47,67%**
Clientes comerciales ((k)/(c))*100 = (q)		**74,38%**	**21,32%**		**76,24%**	**38,90%**		**74,83%**	**34,51%**
Clientes industriales ((l)/(d))*100 = (r)		**78,19%**	**33,01%**		**67,09%**	**15,38%**		**73,43%**	**30,88%**
Clientes agropecuarios ((m)/(e))*100 = (s)		**59,52%**	**-24,32%**		**63,20%**	**5,36%**		**59,12%**	**-6,38%**
Otros clientes ((n)/(f))*100 = (t)		**76,62%**	**28,19%**		**65,74%**	**11,91%**		**76,06%**	**37,72%**

Tabla 8.12: Estado de resultados por oficina comercial (5 de 18). Continuación……

	Táchira								
	Coloncito			La Grita			Pregonero		
	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo
Ingreso total por venta de energía (a)	**55.529.126**	**3.987.527.311**	**3.987.527.311**	**49.599.394**	**3.156.415.576**	**3.156.415.576**	**8.095.585**	**451.266.337**	**451.266.337**
Clientes residenciales (b)	28.263.728	1.684.415.169	1.684.415.169	26.833.481	1.244.642.224	1.244.642.224	6.106.726	235.044.325	235.044.325
Clientes comerciales (c)	6.717.250	674.378.694	674.378.694	7.749.889	753.547.056	753.547.056	673.903	68.701.784	68.701.784
Clientes industriales (d)	4.653.538	344.616.114	344.616.114	8.061.127	524.139.699	524.139.699	33.018	3.378.921	3.378.921
Clientes agropecuarios (e)	8.472.251	541.238.176	541.238.176	528.345	33.881.794	33.881.794	4.524	433.003	433.003
Otros clientes (f)	7.422.359	742.879.158	742.879.158	6.426.552	600.204.803	600.204.803	1.277.414	143.708.304	143.708.304
Coste unitario del servicio (g)		**47,26**	**87,18**		**24,40**	**67,50**		**32,01**	**129,33**
Coste total del servicio (a)KWh * (g) = (h)		**2.624.108.598**	**4.841.135.459**		**1.210.277.799**	**3.348.050.473**		**259.136.548**	**1.047.037.045**
Beneficio o pérdida total (a) - (g) = (h)		**1.363.418.713**	**-853.608.148**		**1.946.137.777**	**-191.634.897**		**192.129.789**	**-595.770.708**
Clientes residenciales (b) - (b)KWh*(g) = (i)		348.772.111	-779.670.721		589.876.839	-566.667.179		39.570.385	-554.764.978
Clientes comerciales (c) - (c)KWh*(g) = (j)		356.945.398	88.755.986		564.441.548	230.415.271		47.130.409	-18.457.008
Clientes industriales (d) - (d)KWh*(g) = (k)		124.706.493	-61.088.233		327.439.654	-20.001.225		2.322.028	-891.440
Clientes agropecuarios (e) - (e)KWh*(g) = (l)		140.869.787	-197.388.878		20.989.616	-1.782.467		288.192	-152.105
Otros clientes (f) - (f)KWh*(g) = (m)		392.124.924	95.783.698		443.390.121	166.400.703		102.818.775	-21.505.177
Rendimiento Operativo									
Por oficina comercial ((h)/(a))*100 = (n)		**34,19%**	**-21,41%**		**61,66%**	**-6,07%**		**42,58%**	**-132,02%**
Clientes residenciales ((i)/(b))*100 = (o)		**20,71%**	**-46,29%**		**47,39%**	**-45,53%**		**16,84%**	**-236,03%**
Clientes comerciales ((j)/(c))*100 = (p)		**52,93%**	**13,16%**		**74,90%**	**30,58%**		**68,60%**	**-26,87%**
Clientes industriales ((k)/(d))*100 = (q)		**36,19%**	**-17,73%**		**62,47%**	**-3,82%**		**68,72%**	**-26,38%**
Clientes agropecuarios ((l)/(e))*100 = (r)		**26,03%**	**-36,47%**		**61,95%**	**-5,26%**		**66,56%**	**-35,13%**
Otros clientes ((m)/(f))*100 = (s)		**52,78%**	**12,89%**		**73,87%**	**27,72%**		**71,55%**	**-14,96%**

Tabla 8.12: Estado de resultados por oficina comercial (6 de 18). Continuación……

	Táchira								
	Queniquea			La Pedrera			El Piñal		
	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo
Ingreso total por venta de energía (a)	**9.365.469**	**478.018.909**	**478.018.909**	**26.959.770**	**1.870.464.144**	**1.870.464.144**	**26.582.062**	**1.724.897.082**	**1.724.897.082**
Clientes residenciales (b)	6.841.636	208.322.108	208.322.108	13.402.862	734.286.107	734.286.107	15.491.737	735.030.622	735.030.622
Clientes comerciales (c)	519.253	53.859.654	53.859.654	3.643.027	361.729.599	361.729.599	4.259.916	423.644.876	423.644.876
Clientes industriales (d)	17.642	1.674.337	1.674.337	2.262.231	172.466.056	172.466.056	1.095.132	114.090.760	114.090.760
Clientes agropecuarios (e)	95.608	6.093.288	6.093.288	4.050.446	263.112.634	263.112.634	1.151.810	75.471.556	75.471.556
Otros clientes (f)	1.891.330	208.069.522	208.069.522	3.601.204	338.869.748	338.869.748	4.583.467	376.659.268	376.659.268
Coste unitario del servicio (g)		**32,07**	**100,62**		**25,58**	**84,65**		**48,29**	**119,36**
Coste total del servicio (a)KWh * (g) = (h)		**300.323.788**	**942.383.899**		**689.657.158**	**2.282.254.921**		**1.283.645.852**	**3.172.716.280**
Beneficio o pérdida total (a) - (g) = (h)		**177.695.121**	**-464.364.990**		**1.180.806.986**	**-411.790.777**		**441.251.230**	**-1.447.819.198**
Clientes residenciales (b) - (b)KWh*(g) = (i)		-11.069.579	-480.105.520		391.427.851	-400.321.041		-13.064.238	-1.113.993.964
Clientes comerciales (c) - (c)KWh*(g) = (j)		37.208.696	1.610.731		268.537.422	53.332.447		217.933.840	-84.799.685
Clientes industriales (d) - (d)KWh*(g) = (k)		1.108.609	-100.858		114.595.985	-19.041.061		61.206.915	-16.619.308
Clientes agropecuarios (e) - (e)KWh*(g) = (l)		3.027.413	-3.527.099		159.498.283	-79.774.205		19.850.734	-62.003.345
Otros clientes (f) - (f)KWh*(g) = (m)		147.419.982	17.757.757		246.747.444	34.013.084		155.323.978	-170.402.896
Rendimiento Operativo									
Por oficina comercial ((h)/(a))*100 = (n)		**37,17%**	**-97,14%**		**63,13%**	**-22,02%**		**25,58%**	**-83,94%**
Clientes residenciales ((i)/(b))*100 = (o)		**-5,31%**	**-230,46%**		**53,31%**	**-54,52%**		**-1,78%**	**-151,56%**
Clientes comerciales ((j)/(c))*100 = (p)		**69,08%**	**2,99%**		**74,24%**	**14,74%**		**51,44%**	**-20,02%**
Clientes industriales ((k)/(d))*100 = (q)		**66,21%**	**-6,02%**		**66,45%**	**-11,04%**		**53,65%**	**-14,57%**
Clientes agropecuarios ((l)/(e))*100 = (r)		**49,68%**	**-57,88%**		**60,62%**	**-30,32%**		**26,30%**	**-82,15%**
Otros clientes ((m)/(f))*100 = (s)		**70,85%**	**8,53%**		**72,81%**	**10,04%**		**41,24%**	**-45,24%**

Tabla 8.12: Estado de resultados por oficina comercial (7 de 18). Continuación……

	Mérida								
	Mérida I			Mucuchíes			Ejido		
	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo
Ingreso total por venta de energía (a)	**111.407.891**	**8.328.536.952**	**8.328.536.952**	**12.983.883**	**527.502.657**	**527.502.657**	**69.582.656**	**4.491.417.530**	**4.491.417.530**
Clientes residenciales (b)	48.575.038	2.871.442.566	2.871.442.566	9.441.781	162.404.665	162.404.665	46.069.594	2.308.683.328	2.308.683.328
Clientes comerciales (c)	21.121.287	2.137.290.976	2.137.290.976	1.883.229	187.949.934	187.949.934	11.890.045	1.198.532.700	1.198.532.700
Clientes industriales (d)	6.986.079	595.750.349	595.750.349			0	6.193.029	456.665.296	456.665.296
Clientes agropecuarios (e)	698.297	12.838.726	12.838.726			0	508.371	32.073.332	32.073.332
Otros clientes (f)	34.027.190	2.711.214.335	2.711.214.335	1.658.873	177.148.058	177.148.058	4.921.617	495.462.874	495.462.874
Coste unitario del servicio (g)		**22,43**	**47,88**		**26,50**	**78,59**		**23,05**	**48,23**
Coste total del servicio (a)KWh * (g) = (h)		**2.498.686.466**	**5.334.199.883**		**344.040.990**	**1.020.375.241**		**1.604.062.434**	**3.356.134.926**
Beneficio o pérdida total (a) - (h) = (i)		**5.829.850.486**	**2.994.337.069**		**183.461.667**	**-492.872.584**		**2.887.355.096**	**1.135.282.604**
Clientes residenciales (b) - (b)KWh*(g) = (j)		**1.781.988.408**	**545.674.080**		**-87.779.327**	**-579.604.452**		1.246.658.546	86.638.607
Clientes comerciales (c) - (c)KWh*(g) = (k)		**1.663.577.009**	**1.126.005.639**		**138.048.994**	**39.951.046**		924.436.027	625.047.904
Clientes industriales (d) - (d)KWh*(g) = (l)		**439.064.670**	**261.257.510**		**0**	**0**		313.899.760	157.960.962
Clientes agropecuarios (e) - (e)KWh*(g) = (m)		**-2.822.869**	**-20.595.672**		**0**	**0**		20.354.049	7.553.405
Otros clientes (f) - (f)KWh*(g) = (n)		**1.948.043.267**	**1.081.995.513**		**133.192.000**	**46.780.822**		382.006.714	258.081.727
Rendimiento Operativo									
Por oficina comercial ((i)/(a))*100 = (o)		**70,00%**	**35,95%**		**34,78%**	**-93,44%**		**64,29%**	**25,28%**
Clientes residenciales ((j)/(b))*100 = (p)		**62,06%**	**19,00%**		**-54,05%**	**-356,89%**		**54,00%**	**3,75%**
Clientes comerciales ((k)/(c))*100 = (q)		**77,84%**	**52,68%**		**73,45%**	**21,26%**		**77,13%**	**52,15%**
Clientes industriales ((l)/(d))*100 = (r)		**73,70%**	**43,85%**					**68,74%**	**34,59%**
Clientes agropecuarios ((m)/(e))*100 = (s)		**-21,99%**	**-160,42%**					**63,46%**	**23,55%**
Otros clientes ((n)/(f))*100 = (t)		**71,85%**	**39,91%**		**75,19%**	**26,41%**		**77,10%**	**52,09%**

Tabla 8.12: Estado de resultados por oficina comercial (8 de 18). Continuación……

	Mérida								
	Lagunillas			La Parroquia			Merida II		
	KWh	normal	Completo	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo
Ingreso total por venta de energía (a)	**36.277.985**	**1.979.624.224**	**1.979.624.224**	**70.765.960**	**5.120.369.348**	**5.120.369.348**	**130.291.794**	**9.605.535.384**	**9.605.535.384**
Clientes residenciales (b)	24.216.663	884.093.161	884.093.161	40.026.156	2.920.600.122	2.920.600.122	63.635.680	3.738.118.690	3.738.118.690
Clientes comerciales (c)	4.186.475	430.252.965	430.252.965	12.064.715	1.208.206.138	1.208.206.138	27.701.183	2.726.413.587	2.726.413.587
Clientes industriales (d)	3.561.178	262.806.858	262.806.858	12.536.057	366.727.584	366.727.584	14.441.303	984.819.039	984.819.039
Clientes agropecuarios (e)	360.024	23.354.532	23.354.532			0	482.425	1.871.457	1.871.457
Otros clientes (f)	3.953.645	379.116.708	379.116.708	6.139.032	624.835.504	624.835.504	24.031.203	2.154.312.611	2.154.312.611
Coste unitario del servicio (g)		**25,99**	**67,48**		**23,06**	**48,07**		**22,48**	**47,49**
Coste total del servicio (a)KWh * (g) = (h)		**942.937.765**	**2.448.215.515**		**1.632.158.895**	**3.401.826.754**		**2.928.577.165**	**6.187.174.615**
Beneficio o pérdida total (a) - (h) = (i)		**1.036.686.459**	**-468.591.291**		**3.488.210.453**	**1.718.542.594**		**6.676.958.219**	**3.418.360.769**
Clientes residenciales (b) - (b)KWh*(g) = (j)		254.653.403	-750.165.469		1.997.429.624	996.482.250		2.307.775.354	716.247.152
Clientes comerciales (c) - (c)KWh*(g) = (k)		321.438.063	147.729.196		929.943.370	628.237.036		2.103.772.287	1.410.965.768
Clientes industriales (d) - (d)KWh*(g) = (l)		170.244.682	22.481.183		77.593.699	-235.899.641		660.220.928	299.043.975
Clientes agropecuarios (e) - (e)KWh*(g) = (m)		13.996.784	-941.645		0	0		-8.972.041	-21.037.489
Otros clientes (f) - (f)KWh*(g) = (n)		276.353.526	112.305.444		483.243.760	329.722.948		1.614.161.691	1.013.141.363
Rendimiento Operativo									
Por oficina comercial ((i)/(a))*100 = (o)		**52,37%**	**-23,67%**		**68,12%**	**33,56%**		**69,51%**	**35,59%**
Clientes residenciales ((j)/(b))*100 = (p)		**28,80%**	**-84,85%**		**68,39%**	**34,12%**		**61,74%**	**19,16%**
Clientes comerciales ((k)/(c))*100 = (q)		**74,71%**	**34,34%**		**76,97%**	**52,00%**		**77,16%**	**51,75%**
Clientes industriales ((l)/(d))*100 = (r)		**64,78%**	**8,55%**		**21,16%**	**-64,33%**		**67,04%**	**30,37%**
Clientes agropecuarios ((m)/(e))*100 = (s)		**59,93%**	**-4,03%**					**-479,41%**	**-1124,12%**
Otros clientes ((n)/(f))*100 = (t)		**72,89%**	**29,62%**		**77,34%**	**52,77%**		**74,93%**	**47,03%**

Tabla 8.12: Estado de resultados por oficina comercial (9 de 18). Continuación……

	Mérida								
	Santo Domingo			El Vigía			Tovar		
	KWh	normal	Completo	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo
Ingreso total por venta de energía (a)	**13.175.194**	**651.656.546**	**651.656.546**	**150.966.110**	**11.592.686.167**	**11.592.686.167**	**69.794.463**	**4.452.569.808**	**4.452.569.808**
Clientes residenciales (b)	9.706.180	316.506.259	316.506.259	68.183.178	4.710.821.687	4.710.821.687	48.461.116	2.426.799.790	2.426.799.790
Clientes comerciales (c)	1.327.872	135.960.775	135.960.775	35.417.507	3.472.606.533	3.472.606.533	8.556.547	875.127.313	875.127.313
Clientes industriales (d)	830.955	61.221.424	61.221.424	27.257.914	1.832.120.139	1.832.120.139	1.385.284	126.297.001	126.297.001
Clientes agropecuarios (e)	39.180	4.508.931	4.508.931	1.892.573	106.240.843	106.240.843	275.148	12.962.960	12.962.960
Otros clientes (f)	1.271.007	133.459.157	133.459.157	18.214.938	1.470.896.965	1.470.896.965	11.116.368	1.011.382.744	1.011.382.744
Coste unitario del servicio (g)		**23,87**	**95,23**		**24,32**	**53,83**		**23,64**	**68,37**
Coste total del servicio (a)KWh * (g) = (h)		**314.515.659**	**1.254.684.520**		**3.670.858.885**	**8.126.681.102**		**1.650.287.472**	**4.771.650.230**
Beneficio o pérdida total (a) - (h) = (i)		**337.140.887**	**-603.027.974**		**7.921.827.282**	**3.466.005.065**		**2.802.282.336**	**-319.080.422**
Clientes residenciales (b) - (b)KWh*(g) = (j)		84.802.225	-607.821.215		3.052.894.456	1.040.441.996		1.280.938.511	-886.349.783
Clientes comerciales (c) - (c)KWh*(g) = (k)		104.262.074	9.506.436		2.611.402.186	1.566.040.981		672.808.079	290.140.371
Clientes industriales (d) - (d)KWh*(g) = (l)		41.385.028	-17.911.101		1.169.322.669	364.794.959		93.542.013	31.589.048
Clientes agropecuarios (e) - (e)KWh*(g) = (m)		3.573.634	777.787		60.221.452	4.361.440		6.457.096	-5.848.131
Otros clientes (f) - (f)KWh*(g) = (n)		103.117.926	12.420.119		1.027.986.520	490.365.689		748.536.638	251.388.073
Rendimiento Operativo									
Por oficina comercial ((i)/(a))*100 = (o)		**51,74%**	**-92,54%**		**68,33%**	**29,90%**		**62,94%**	**-7,17%**
Clientes residenciales ((j)/(b))*100 = (p)		**26,79%**	**-192,04%**		**64,81%**	**22,09%**		**52,78%**	**-36,52%**
Clientes comerciales ((k)/(c))*100 = (q)		**76,69%**	**6,99%**		**75,20%**	**45,10%**		**76,88%**	**33,15%**
Clientes industriales ((l)/(d))*100 = (r)		**67,60%**	**-29,26%**		**63,82%**	**19,91%**		**74,07%**	**25,01%**
Clientes agropecuarios ((m)/(e))*100 = (s)		**79,26%**	**17,25%**		**56,68%**	**4,11%**		**49,81%**	**-45,11%**
Otros clientes ((n)/(f))*100 = (t)		**77,27%**	**9,31%**		**69,89%**	**33,34%**		**74,01%**	**24,86%**

Tabla 8.12: Estado de resultados por oficina comercial (10 de 18). Continuación……

	Mérida						Barinas		
	Caño Zancudo			Canagua			Barinas		
	KWh	normal	Completo	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo
Ingreso total por venta de energía (a)	**30.768.713**	**2.298.748.555**	**2.298.748.555**	**5.833.142**	**233.285.866**	**233.285.866**	**180.146.903**	**13.864.234.602**	**13.864.234.602**
Clientes residenciales (b)	20.216.404	1.394.269.165	1.394.269.165	4.843.730	125.137.357	125.137.357	69.999.886	4.945.859.032	4.945.859.032
Clientes comerciales (c)	4.402.006	438.091.334	438.091.334	267.668	28.355.158	28.355.158	29.999.361	2.950.751.730	2.950.751.730
Clientes industriales (d)	806.988	63.365.580	63.365.580			0	32.165.146	1.679.519.372	1.679.519.372
Clientes agropecuarios (e)	2.510.830	159.616.809	159.616.809	11.088	548.436	548.436	**0**		0
Otros clientes (f)	2.832.485	243.405.667	243.405.667	710.656	79.244.915	79.244.915	47.982.510	4.288.104.468	4.288.104.468
Coste unitario del servicio (g)		**26,02**	**65,95**		**31,45**	**167,20**		**24,46**	**45,33**
Coste total del servicio (a)KWh * (g) = (h)		**800.567.415**	**2.029.336.340**		**183.470.094**	**975.324.723**		**4.406.163.034**	**8.165.729.406**
Beneficio o pérdida total (a) - (h) = (i)		**1.498.181.140**	**269.412.215**		**49.815.772**	**-742.038.857**		**9.458.071.568**	**5.698.505.196**
Clientes residenciales (b) - (b)KWh*(g) = (j)		868.260.999	60.905.521		-27.212.714	-684.753.714		3.233.751.275	1.772.892.314
Clientes comerciales (c) - (c)KWh*(g) = (k)		323.556.073	147.759.049		19.936.184	-16.400.004		2.217.005.697	1.590.935.601
Clientes industriales (d) - (d)KWh*(g) = (l)		42.368.657	10.141.057		0	0		892.801.005	221.532.173
Clientes agropecuarios (e) - (e)KWh*(g) = (m)		94.287.827	-5.983.831		199.685	-1.305.522		0	0
Otros clientes (f) - (f)KWh*(g) = (n)		169.707.583	56.590.419		56.892.618	-39.579.617		3.114.513.591	2.113.145.108
Rendimiento Operativo									
Por oficina comercial ((i)/(a))*100 = (o)		**65,17%**	**11,72%**		**21,35%**	**-318,08%**		**68,22%**	**41,10%**
Clientes residenciales ((j)/(b))*100 = (p)		**62,27%**	**4,37%**		**-21,75%**	**-547,20%**		**65,38%**	**35,85%**
Clientes comerciales ((k)/(c))*100 = (q)		**73,86%**	**33,73%**		**70,31%**	**-57,84%**		**75,13%**	**53,92%**
Clientes industriales ((l)/(d))*100 = (r)		**66,86%**	**16,00%**					**53,16%**	**13,19%**
Clientes agropecuarios ((m)/(e))*100 = (s)		**59,07%**	**-3,75%**		**36,41%**	**-238,04%**			
Otros clientes ((n)/(f))*100 = (t)		**69,72%**	**23,25%**		**71,79%**	**-49,95%**		**72,63%**	**49,28%**

Tabla 8.12: Estado de resultados por oficina comercial (11 de 18). Continuación……

	Barinas								
	Barinitas			Barrancas			Barinas II		
	KWh	normal	Completo	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo
Ingreso total por venta de energía (a)	**32.067.164**	**2.209.218.051**	**2.209.218.051**	**20.688.516**	**1.456.915.463**	**1.456.915.463**	**97.135.324**	**7.595.608.196**	**7.595.608.196**
Clientes residenciales (b)	19.930.739	1.013.538.335	1.013.538.335	13.458.985	751.618.890	751.618.890	40.513.343	2.895.501.811	2.895.501.811
Clientes comerciales (c)	3.743.635	379.848.985	379.848.985	2.036.727	206.179.097	206.179.097	21.149.541	2.076.198.320	2.076.198.320
Clientes industriales (d)	1.963.721	147.919.064	147.919.064	431.379	84.876.174	84.876.174	20.902.059	1.281.247.054	1.281.247.054
Clientes agropecuarios (e)			0	193.566	12.356.754	12.356.754	32.131	2.011.957	2.011.957
Otros clientes (f)	6.429.069	667.911.667	667.911.667	4.567.859	401.884.548	401.884.548	14.538.250	1.340.649.054	1.340.649.054
Coste unitario del servicio (g)		**26,92**	**65,48**		**24,74**	**60,02**		**23,43**	**47,55**
Coste total del servicio (a)KWh * (g) = (h)		**863.326.120**	**2.099.706.104**		**511.746.778**	**1.241.717.817**		**2.275.712.512**	**4.618.470.562**
Beneficio o pérdida total (a) - (h) = (i)		**1.345.891.931**	**109.511.947**		**945.168.685**	**215.197.646**		**5.319.895.684**	**2.977.137.634**
Clientes residenciales (b) - (b)KWh*(g) = (j)		476.954.321	-291.494.263		418.700.270	-56.184.892		1.946.344.308	969.223.354
Clientes comerciales (c) - (c)KWh*(g) = (k)		279.061.217	134.721.812		155.799.047	83.935.423		1.580.701.182	1.070.606.034
Clientes industriales (d) - (d)KWh*(g) = (l)		95.050.914	19.337.785		74.205.674	58.984.951		791.547.990	287.421.737
Clientes agropecuarios (e) - (e)KWh*(g) = (m)		0	0		7.568.746	738.987		1.259.183	484.232
Otros clientes (f) - (f)KWh*(g) = (n)		494.825.478	246.946.613		288.894.949	127.723.177		1.000.043.020	649.402.277
Rendimiento Operativo									
Por oficina comercial ((i)/(a))*100 = (o)		**60,92%**	**4,96%**		**64,87%**	**14,77%**		**70,04%**	**39,20%**
Clientes residenciales ((j)/(b))*100 = (p)		**47,06%**	**-28,76%**		**55,71%**	**-7,48%**		**67,22%**	**33,47%**
Clientes comerciales ((k)/(c))*100 = (q)		**73,47%**	**35,47%**		**75,56%**	**40,71%**		**76,13%**	**51,57%**
Clientes industriales ((l)/(d))*100 = (r)		**64,26%**	**13,07%**		**87,43%**	**69,50%**		**61,78%**	**22,43%**
Clientes agropecuarios ((m)/(e))*100 = (s)					**61,25%**	**5,98%**		**62,58%**	**24,07%**
Otros clientes ((n)/(f))*100 = (t)		**74,09%**	**36,97%**		**71,89%**	**31,78%**		**74,59%**	**48,44%**

Tabla 8.12: Estado de resultados por oficina comercial (12 de 18). Continuación……

	Barinas								
	Ciudad Bolivia			Santa Bárbara			Libertad		
	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo
Ingreso total por venta de energía (a)	**68.549.355**	**5.015.215.011**	**5.015.215.011**	**35.162.791**	**2.567.560.567**	**2.567.560.567**	**27.674.405**	**2.027.560.592**	**2.027.560.592**
Clientes residenciales (b)	45.303.197	2.752.664.060	2.752.664.060	22.501.948	1.420.628.987	1.420.628.987	19.080.549	1.103.856.938	1.103.856.938
Clientes comerciales (c)	13.520.375	1.352.537.243	1.352.537.243	4.282.849	436.170.294	436.170.294	2.417.397	241.762.619	241.762.619
Clientes industriales (d)	2.301.215	199.658.634	199.658.634	447.491	37.219.563	37.219.563	401.036	34.121.209	34.121.209
Clientes agropecuarios (e)	101.869	6.393.936	6.393.936	1.010.146	55.301.878	55.301.878	352.276	19.528.194	19.528.194
Otros clientes (f)	7.322.699	703.961.138	703.961.138	6.920.357	618.239.845	618.239.845	5.423.147	628.291.632	628.291.632
Coste unitario del servicio (g)		**31,95**	**85,25**		**29,40**	**79,50**		**28,76**	**73,97**
Coste total del servicio (a)KWh * (g) = (h)		**2.190.051.615**	**5.844.115.453**		**1.033.866.787**	**2.795.593.319**		**795.854.311**	**2.047.015.280**
Beneficio o pérdida total (a) - (h) = (i)		**2.825.163.396**	**-828.900.442**		**1.533.693.780**	**-228.032.752**		**1.231.706.281**	**-19.454.688**
Clientes residenciales (b) - (b)KWh*(g) = (j)		1.305.293.187	-1.109.620.474		759.020.053	-368.372.788		555.142.804	-307.489.588
Clientes comerciales (c) - (c)KWh*(g) = (k)		920.581.040	199.869.469		310.244.700	95.665.354		172.243.660	62.953.044
Clientes industriales (d) - (d)KWh*(g) = (l)		126.138.181	3.470.557		24.062.300	1.642.101		22.588.306	4.457.452
Clientes agropecuarios (e) - (e)KWh*(g) = (m)		3.139.370	-2.290.817		25.601.266	-25.009.079		9.397.520	-6.528.892
Otros clientes (f) - (f)KWh*(g) = (n)		470.011.617	79.670.824		414.765.460	68.041.660		472.333.991	227.153.296
Rendimiento Operativo									
Por oficina comercial ((i)/(a))*100 = (o)		**56,33%**	**-16,53%**		**59,73%**	**-8,88%**		**60,75%**	**-0,96%**
Clientes residenciales ((j)/(b))*100 = (p)		**47,42%**	**-40,31%**		**53,43%**	**-25,93%**		**50,29%**	**-27,86%**
Clientes comerciales ((k)/(c))*100 = (q)		**68,06%**	**14,78%**		**71,13%**	**21,93%**		**71,24%**	**26,04%**
Clientes industriales ((l)/(d))*100 = (r)		**63,18%**	**1,74%**		**64,65%**	**4,41%**		**66,20%**	**13,06%**
Clientes agropecuarios ((m)/(e))*100 = (s)		**49,10%**	**-35,83%**		**46,29%**	**-45,22%**		**48,12%**	**-33,43%**
Otros clientes ((n)/(f))*100 = (t)		**66,77%**	**11,32%**		**67,09%**	**11,01%**		**75,18%**	**36,15%**

Tabla 8.12: Estado de resultados por oficina comercial (13 de 18). Continuación……

	Barinas								
	San Silvestre			Sabaneta			Barinas III		
	KWh	normal	Completo	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo
Ingreso total por venta de energía (a)	**89.885.454**	**5.701.482.336**	**5.701.482.336**	**31.756.041**	**2.354.548.182**	**2.354.548.182**	**159.298.700**	**13.292.197.729**	**13.292.197.729**
Clientes residenciales (b)	15.761.460	1.232.676.093	1.232.676.093	18.305.415	1.081.186.306	1.081.186.306	84.298.934	7.324.483.530	7.324.483.530
Clientes comerciales (c)	1.558.328	147.502.484	147.502.484	4.077.253	411.187.671	411.187.671	18.427.735	1.803.736.956	1.803.736.956
Clientes industriales (d)	216.168	26.159.727	26.159.727	3.253.300	328.893.679	328.893.679	32.076.446	2.112.791.812	2.112.791.812
Clientes agropecuarios (e)	518.179	51.571.430	51.571.430	282.549	19.349.808	19.349.808	1.576.072	100.377.623	100.377.623
Otros clientes (f)	71.831.319	4.243.572.602	4.243.572.602	5.837.524	513.930.718	513.930.718	22.919.513	1.950.807.808	1.950.807.808
Coste unitario del servicio (g)		**23,59**	**42,31**		**25,30**	**70,38**		**24,27**	**47,43**
Coste total del servicio (a)KWh * (g) = (h)		**2.120.123.230**	**3.803.200.693**		**803.400.682**	**2.235.068.417**		**3.866.915.266**	**7.554.918.255**
Beneficio o pérdida total (a) - (h) = (i)		**3.581.359.106**	**1.898.281.643**		**1.551.147.500**	**119.479.765**		**9.425.282.463**	**5.737.279.474**
Clientes residenciales (b) - (b)KWh*(g) = (j)		860.911.408	565.782.920		618.074.960	-207.193.909		5.278.159.016	5.393.028.466
Clientes comerciales (c) - (c)KWh*(g) = (k)		110.746.288	81.567.075		308.036.657	124.220.558		1.356.410.708	1.381.521.153
Clientes industriales (d) - (d)KWh*(g) = (l)		21.060.984	17.013.305		246.587.971	99.918.408		1.334.148.303	1.377.857.085
Clientes agropecuarios (e) - (e)KWh*(g) = (m)		39.349.171	29.646.428		12.201.560	-536.687		62.119.076	64.266.701
Otros clientes (f) - (f)KWh*(g) = (n)		2.549.291.256	1.204.271.914		366.246.353	103.071.394		1.394.445.360	1.425.676.500
Rendimiento Operativo									
Por oficina comercial ((i)/(a))*100 = (o)		**62,81%**	**33,29%**		**65,88%**	**5,07%**		**70,91%**	**43,16%**
Clientes residenciales ((j)/(b))*100 = (p)		**69,84%**	**45,90%**		**57,17%**	**-19,16%**		**72,06%**	**73,63%**
Clientes comerciales ((k)/(c))*100 = (q)		**75,08%**	**55,30%**		**74,91%**	**30,21%**		**75,20%**	**76,59%**
Clientes industriales ((l)/(d))*100 = (r)		**80,51%**	**65,04%**		**74,97%**	**30,38%**		**63,15%**	**65,21%**
Clientes agropecuarios ((m)/(e))*100 = (s)		**76,30%**	**57,49%**		**63,06%**	**-2,77%**		**61,89%**	**64,02%**
Otros clientes ((n)/(f))*100 = (t)		**60,07%**	**28,38%**		**71,26%**	**20,06%**		**71,48%**	**73,08%**

Tabla 8.12: Estado de resultados por oficina comercial (14 de 18). Continuación……

	Trujillo								
	Valera I			Valera II			Timotes		
	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo
Ingreso total por venta de energía (a)	**139.901.543**	**10.317.879.220**	**10.317.879.220**	**123.347.390**	**9.925.794.557**	**9.925.794.557**	**24.253.282**	**1.756.966.255**	**1.756.966.255**
Clientes residenciales (b)	40.160.249	2.300.743.612	2.300.743.612	56.357.003	3.910.934.788	3.910.934.788	15.662.730	851.667.044	851.667.044
Clientes comerciales (c)	22.274.010	2.213.231.238	2.213.231.238	16.908.088	1.695.808.241	1.695.808.241	2.464.529	247.167.644	247.167.644
Clientes industriales (d)	26.112.966	2.142.926.063	2.142.926.063	18.381.159	1.388.119.641	1.388.119.641	304.314	31.470.651	31.470.651
Clientes agropecuarios (e)	539.381	29.436.030	29.436.030	369.801	17.383.773	17.383.773	341.952	23.163.868	23.163.868
Otros clientes (f)	50.814.937	3.631.542.277	3.631.542.277	31.331.339	2.913.548.114	2.913.548.114	5.479.757	603.497.048	603.497.048
Coste unitario del servicio (g)		**21,97**	**46,39**		**23,35**	**56,28**		**27,10**	**66,35**
Coste total del servicio (a)KWh * (g) = (h)		**3.074.072.264**	**6.489.887.172**		**2.879.873.296**	**6.941.875.500**		**657.264.679**	**1.609.271.873**
Beneficio o pérdida total (a) - (h) = (i)		**7.243.806.956**	**3.827.992.048**		**7.045.921.261**	**2.983.919.057**		**1.099.701.576**	**147.694.382**
Clientes residenciales (b) - (b)KWh*(g) = (j)		1.418.297.966	437.751.402		2.595.130.473	739.215.480		427.206.585	-187.598.110
Clientes comerciales (c) - (c)KWh*(g) = (k)		1.723.801.923	1.179.963.065		1.301.043.900	744.236.896		180.378.833	83.639.376
Clientes industriales (d) - (d)KWh*(g) = (l)		1.569.142.938	931.572.711		958.962.535	353.645.240		23.223.732	11.278.581
Clientes agropecuarios (e) - (e)KWh*(g) = (m)		17.584.151	4.414.706		8.749.784	-3.428.281		13.896.958	474.414
Otros clientes (f) - (f)KWh*(g) = (n)		2.514.979.978	1.274.290.165		2.182.034.569	1.150.249.721		454.995.467	239.900.121
Rendimiento Operativo									
Por oficina comercial ((i)/(a))*100 = (o)		**70,21%**	**37,10%**		**70,99%**	**30,06%**		**62,59%**	**8,41%**
Clientes residenciales ((j)/(b))*100 = (p)		**61,65%**	**19,03%**		**66,36%**	**18,90%**		**50,16%**	**-22,03%**
Clientes comerciales ((k)/(c))*100 = (q)		**77,89%**	**53,31%**		**76,72%**	**43,89%**		**72,98%**	**33,84%**
Clientes industriales ((l)/(d))*100 = (r)		**73,22%**	**43,47%**		**69,08%**	**25,48%**		**73,79%**	**35,84%**
Clientes agropecuarios ((m)/(e))*100 = (s)		**59,74%**	**15,00%**		**50,33%**	**-19,72%**		**59,99%**	**2,05%**
Otros clientes ((n)/(f))*100 = (t)		**69,25%**	**35,09%**		**74,89%**	**39,48%**		**75,39%**	**39,75%**

Tabla 8.12: Estado de resultados por oficina comercial (15 de 18). Continuación……

	Trujillo								
	Carvajal			Escuque			Trujillo		
	KWh	normal	Completo	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo
Ingreso total por venta de energía (a)	**37.710.545**	**2.830.473.757**	**2.830.473.757**	**26.668.857**	**1.923.656.092**	**1.923.656.092**	**64.270.525**	**4.909.895.846**	**4.909.895.846**
Clientes residenciales (b)	24.023.348	1.500.586.014	1.500.586.014	13.214.638	813.371.831	813.371.831	30.856.575	1.664.034.407	1.664.034.407
Clientes comerciales (c)	2.522.485	255.562.951	255.562.951	1.628.356	158.124.355	158.124.355	6.482.008	654.143.760	654.143.760
Clientes industriales (d)	2.969.762	242.544.545	242.544.545	192.503	16.929.064	16.929.064	3.303.583	257.920.772	257.920.772
Clientes agropecuarios (e)	167.213	1.325.863	1.325.863	528.429	17.004.509	17.004.509		0	0
Otros clientes (f)	8.027.737	830.454.384	830.454.384	11.104.931	918.226.333	918.226.333	23.628.359	2.333.796.907	2.333.796.907
Coste unitario del servicio (g)		**21,95**	**53,61**		**25,04**	**54,50**		**24,87**	**62,59**
Coste total del servicio (a)KWh * (g) = (h)		**827.933.644**	**2.021.815.423**		**667.839.125**	**1.453.524.396**		**1.598.211.983**	**4.022.629.398**
Beneficio o pérdida total (a) - (h) = (i)		**2.002.540.113**	**808.658.334**		**1.255.816.967**	**470.131.696**		**3.311.683.863**	**887.266.448**
Clientes residenciales (b) - (b)KWh*(g) = (j)		973.154.283	212.596.792		482.452.051	93.138.537		896.725.475	-267.248.490
Clientes comerciales (c) - (c)KWh*(g) = (k)		200.181.885	120.322.289		117.347.210	69.374.576		492.955.986	248.441.209
Clientes industriales (d) - (d)KWh*(g) = (l)		177.343.528	83.323.547		12.108.421	6.437.133		175.770.736	51.152.738
Clientes agropecuarios (e) - (e)KWh*(g) = (m)		-2.345.292	-7.639.105		3.771.637	-11.796.292		0	0
Otros clientes (f) - (f)KWh*(g) = (n)		654.205.710	400.054.811		640.137.647	312.977.742		1.746.231.666	854.920.991
Rendimiento Operativo									
Por oficina comercial ((i)/(a))*100 = (o)		**70,75%**	**28,57%**		**65,28%**	**24,44%**		**67,45%**	**18,07%**
Clientes residenciales ((j)/(b))*100 = (p)		**64,85%**	**14,17%**		**59,32%**	**11,45%**		**53,89%**	**-16,06%**
Clientes comerciales ((k)/(c))*100 = (q)		**78,33%**	**47,08%**		**74,21%**	**43,87%**		**75,36%**	**37,98%**
Clientes industriales ((l)/(d))*100 = (r)		**73,12%**	**34,35%**		**71,52%**	**38,02%**		**68,15%**	**19,83%**
Clientes agropecuarios ((m)/(e))*100 = (s)		**-176,89%**	**-576,16%**		**22,18%**	**-69,37%**			
Otros clientes ((n)/(f))*100 = (t)		**78,78%**	**48,17%**		**69,71%**	**34,09%**		**74,82%**	**36,63%**

Tabla 8.12: Estado de resultados por oficina comercial (16 de 18). Continuación……

	Trujillo								
	Pampam			Carache			Boconó		
	KWh	normal	Completo	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo
Ingreso total por venta de energía (a)	**82.582.838**	**5.847.072.782**	**5.847.072.782**	**16.211.124**	**926.878.838**	**926.878.838**	**63.958.870**	**4.305.507.902**	**4.305.507.902**
Clientes residenciales (b)	41.560.602	1.927.581.056	1.927.581.056	11.358.302	397.851.170	397.851.170	41.590.734	2.061.614.483	2.061.614.483
Clientes comerciales (c)	5.298.189	538.025.493	538.025.493	1.045.893	106.793.882	106.793.882	5.904.136	604.575.168	604.575.168
Clientes industriales (d)	8.987.082	596.112.029	596.112.029	33.195	4.678.070	4.678.070	1.290.813	119.045.033	119.045.033
Clientes agropecuarios (e)	792.053	46.701.656	46.701.656	46.072	2.930.235	2.930.235	642.890	38.680.397	38.680.397
Otros clientes (f)	25.944.912	2.738.652.548	2.738.652.548	3.727.662	414.625.481	414.625.481	14.530.297	1.481.592.821	1.481.592.821
Coste unitario del servicio (g)		**25,02**	**65,95**		**23,75**	**71,22**		**30,31**	**87,13**
Coste total del servicio (a)KWh * (g) = (h)		**2.066.487.244**	**5.446.364.219**		**384.935.721**	**1.154.614.883**		**1.938.289.535**	**5.572.661.892**
Beneficio o pérdida total (a) - (h) = (i)		**3.780.585.538**	**400.708.563**		**541.943.117**	**-227.736.045**		**2.367.218.367**	**-1.267.153.990**
Clientes residenciales (b) - (b)KWh*(g) = (j)		887.601.613	-813.353.757		128.146.481	-411.128.179		801.196.898	-1.562.137.757
Clientes comerciales (c) - (c)KWh*(g) = (k)		405.447.826	188.608.257		81.958.986	32.301.600		425.648.851	90.154.671
Clientes industriales (d) - (d)KWh*(g) = (l)		371.226.438	3.411.136		3.889.849	2.313.802		79.926.623	6.577.999
Clientes agropecuarios (e) - (e)KWh*(g) = (m)		26.881.952	-5.534.489		1.836.248	-351.179		19.197.455	-17.333.860
Otros clientes (f) - (f)KWh*(g) = (n)		2.089.427.709	1.027.577.417		326.111.553	149.127.911		1.041.248.540	215.584.957
Rendimiento Operativo									
Por oficina comercial ((i)/(a))*100 = (o)		**64,66%**	**6,85%**		**58,47%**	**-24,57%**		**54,98%**	**-29,43%**
Clientes residenciales ((j)/(b))*100 = (p)		**46,05%**	**-42,20%**		**32,21%**	**-103,34%**		**38,86%**	**-75,77%**
Clientes comerciales ((k)/(c))*100 = (q)		**75,36%**	**35,06%**		**76,75%**	**30,25%**		**70,40%**	**14,91%**
Clientes industriales ((l)/(d))*100 = (r)		**62,27%**	**0,57%**		**83,15%**	**49,46%**		**67,14%**	**5,53%**
Clientes agropecuarios ((m)/(e))*100 = (s)		**57,56%**	**-11,85%**		**62,67%**	**-11,98%**		**49,63%**	**-44,81%**
Otros clientes ((n)/(f))*100 = (t)		**76,29%**	**37,52%**		**78,65%**	**35,97%**		**70,28%**	**14,55%**

Tabla 8.12: Estado de resultados por oficina comercial (17 de 18). Continuación……

	Trujillo								
	Caja Seca			Sabana Mendoza			Betijoque		
	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo	KWh	normal	completo
Ingreso total por venta de energía (a)	**123.333.944**	**9.241.574.391**	**9.241.574.391**	**91.452.078**	**6.858.271.894**	**6.858.271.894**	**14.814.070**	**1.006.580.212**	**1.006.580.212**
Clientes residenciales (b)	44.588.397	2.563.462.299	2.563.462.299	32.772.421	1.611.143.895	1.611.143.895	8.668.365	418.731.166	418.731.166
Clientes comerciales (c)	11.358.874	1.112.014.975	1.112.014.975	7.737.818	775.764.164	775.764.164	1.135.217	113.231.099	113.231.099
Clientes industriales (d)	23.236.029	1.451.005.007	1.451.005.007	13.454.748	1.041.472.866	1.041.472.866	857.496	71.157.878	71.157.878
Clientes agropecuarios (e)	11.357.016	719.153.729	719.153.729	12.886.861	821.175.151	821.175.151	377.272	23.406.608	23.406.608
Otros clientes (f)	32.793.628	3.395.938.381	3.395.938.381	24.600.230	2.608.715.818	2.608.715.818	3.775.720	380.053.461	380.053.461
Coste unitario del servicio (g)		**23,24**	**53,44**		**27,31**	**67,56**		**30,88**	**85,01**
Coste total del servicio (a)KWh * (g) = (h)		**2.866.739.965**	**6.591.436.932**		**2.498.003.861**	**6.178.892.973**		**457.443.453**	**1.259.382.696**
Beneficio o pérdida total (a) - (h) = (i)		**6.374.834.426**	**2.650.137.459**		**4.360.268.033**	**679.378.921**		**549.136.759**	**-252.802.484**
Clientes residenciales (b) - (b)KWh*(g) = (j)		1.527.061.974	180.488.098		715.968.673	-603.100.836		151.060.849	-318.189.132
Clientes comerciales (c) - (c)KWh*(g) = (k)		847.992.460	504.953.373		564.406.482	252.964.132		78.176.750	16.723.343
Clientes industriales (d) - (d)KWh*(g) = (l)		910.913.198	209.182.888		673.957.844	132.412.627		44.679.271	-1.740.092
Clientes agropecuarios (e) - (e)KWh*(g) = (m)		455.174.401	112.191.426		469.171.903	-49.516.217		11.756.831	-8.666.268
Otros clientes (f) - (f)KWh*(g) = (n)		2.633.692.393	1.643.321.675		1.936.763.131	946.619.214		263.463.058	59.069.664
Rendimiento Operativo									
Por oficina comercial ((i)/(a))*100 = (o)		**68,98%**	**28,68%**		**63,58%**	**9,91%**		**54,55%**	**-25,11%**
Clientes residenciales ((j)/(b))*100 = (p)		**59,57%**	**7,04%**		**44,44%**	**-37,43%**		**36,08%**	**-75,99%**
Clientes comerciales ((k)/(c))*100 = (q)		**76,26%**	**45,41%**		**72,75%**	**32,61%**		**69,04%**	**14,77%**
Clientes industriales ((l)/(d))*100 = (r)		**62,78%**	**14,42%**		**64,71%**	**12,71%**		**62,79%**	**-2,45%**
Clientes agropecuarios ((m)/(e))*100 = (s)		**63,29%**	**15,60%**		**57,13%**	**-6,03%**		**50,23%**	**-37,02%**
Otros clientes ((n)/(f))*100 = (t)		**77,55%**	**48,39%**		**74,24%**	**36,29%**		**69,32%**	**15,54%**

Tabla 8.12: Estado de resultados por oficina comercial (18 de 18). Continuación……

	Coste total comercialización por región		
	KWh	**normal**	**completo**
Ingreso total por venta de energía (a)	**3.402.017.842**	**246.591.531.273**	**246.591.531.273**
Clientes residenciales (b)	1.636.315.628	96.496.947.684	96.496.947.684
Clientes comerciales (c)	510.620.205	50.862.004.108	50.862.004.108
Clientes industriales (d)	477.178.400	33.185.455.829	33.185.455.829
Clientes agropecuarios (e)	59.621.346	3.694.652.646	3.694.652.646
Otros clientes (f)	718.282.263	62.352.471.006	62.352.471.006
Coste unitario del servicio (g)		**26,80**	**67,92**
Coste total del servicio (a)KWh * (g) = (h)		**91.170.306.603**	**231.071.181.929**
Beneficio o pérdida total (a) - (g) = (h)		**155.421.224.670**	**15.520.349.344**
Clientes residenciales (b) - (b)KWh*(g) = (i)		52.645.502.914	-14.644.558.249
Clientes comerciales (c) - (c)KWh*(g) = (j)		37.177.948.700	16.179.759.697
Clientes industriales (d) - (d)KWh*(g) = (k)		20.397.603.721	774.639.073
Clientes agropecuarios (e) - (e)KWh*(g) = (l)		2.096.866.671	-354.936.606
Otros clientes (f) - (f)KWh*(g) = (m)		43.103.302.663	13.565.445.429
Rendimiento Operativo			
Por oficina comercial ((h)/(a))*100 = (n)		**63,03%**	**6,29%**
Clientes residenciales ((i)/(b))*100 = (o)		**54,56%**	**-15,18%**
Clientes comerciales ((j)/(c))*100 = (p)		**73,10%**	**31,81%**
Clientes industriales ((k)/(d))*100 = (q)		**61,47%**	**2,33%**
Clientes agropecuarios ((l)/(e))*100 = (r)		**56,75%**	**-9,61%**
Otros clientes ((m)/(f))*100 = (s)		**69,13%**	**21,76%**

Fuente: Diseño propio a partir de datos suministrados por la empresa CADAFE 2006.

Por término medio, el rendimiento normalizado por oficina comercial es de un 63,03%, mientras que el rendimiento a coste completo muestra un promedio del 6,29%.

Con relación al rendimiento normalizado por segmento de clientela, éste es rentable en todos los casos y superior al 50%. Sin embargo, cuando aplicamos el sistema de coste completo, se observan pérdidas importantes en los segmentos de clientes residenciales y agropecuarios.

En lo que concierne a las oficinas comerciales, algunas de ellas muestran rendimientos con cifras normalizadas, no siendo así cuando se trata del coste completo.

No obstante, se hace necesario incrementar la efectividad en cuanto el nivel de facturación obtenido hasta el momento, por cuanto el actual no cubre los costes fijos

operativos, como se refleja en los resultados normalizados indicados en la tabla precedente.

Por otra parte, debemos decir que las empresas del sector persiguen un beneficio conservador, pues el sistema tarifario venezolano muestra un subsidio cruzado para mantener las tarifas del sector residencial más económicas que las restantes.

Lo que entendemos es que las tarifas reguladas por el gobierno nacional a través del ministerio de energía y petróleo muestran precios en cascada, superiores para los entes gubernamentales, y luego, para los entes comerciales, agropecuarios e industriales hasta llegar a las tarifas mostradas para los clientes residenciales. En todo caso, se pretende cubrir el coste del sector residencial con el precio pautado en las demás tarifas.

No obstante, se genera una carga social que según la tabla precedente, asciende a 14.644.558.249 Bs.

CAPITULO IX
CONCLUSIONES Y LINEAS DE TRABAJO FUTURAS

IX.1 Conclusiones relativas al devenir reciente de la Contabilidad de Gestión

1. El análisis llevado a cabo sobre el devenir reciente de la Contabilidad de Gestión desde la década de 1980 hasta nuestros días pone de manifiesto la existencia de cuatro etapas clave:

    a) En primer lugar, se procede al perfeccionamiento de las técnicas empleadas para el cálculo del coste, con el fin de disponer de información suficientemente fiable de cara a su utilización posterior en los procesos de toma de decisiones. Surgen así los sistemas de costes basados en actividades, ABC, que redefinen el concepto de causalidad del coste y colocan a las actividades en el centro de todo el sistema.

    b) Posteriormente, el énfasis se traslada desde el cálculo de costes hacia la gestión de las actividades (*Activity-based Management* o ABM y Acti*vity-based Budgeting* o ABB), con el fin de mejorar la eficiencia interna. Dichas técnicas enlazan con toda una serie de herramientas de gestión complementarias orientadas hacia el mismo propósito (es decir, hacia la mejora de la eficiencia), como por ejemplo: TQM: Gestión de calidad total (*Total Quality Mangement*); TBC: Competencia basada en el tiempo (*Time-based Competition*); y TOC: Teoría de las limitaciones (*Theory of Constraints*).

    c) Más adelante, enlazando con los nuevos postulados de la Dirección Estratégica, la Contabilidad de Gestión comienza a abrirse a cuanto acontece en el entorno, ya que, la búsqueda de una ventaja competitiva sostenible no se circunscribe exclusivamente a la excelente gestión de las actividades que son desarrolladas en el seno de la propia unidad de negocio, sino que también depende del modo en que tales actividades interactúen con las actividades desarrolladas por el resto de agentes integrantes del sistema de creación de valor. De este modo, se amplía la perspectiva de cadena de valor interna, hasta llegar a cubrir la totalidad del sistema de creación de valor. Se habla así de un nuevo paradigma contable: la Contabilidad de Dirección Estratégica o Gestión Estratégica de Costes. En este nuevo paradigma, además de ampliar el alcance del análisis de las actividades, se trata de superar la orientación puramente financiera del Control de Gestión, procediendo a la creación de herramientas (como el cuadro de mando integral), que tratan de permitir el despliegue, seguimiento y evaluación de la estrategia empresarial, incluyendo indicadores financieros y no financieros,

integrados en una secuencia de relaciones causa-efecto. Por lo tanto, se trata de una verdadera Contabilidad para la Dirección Estratégica.

d) Finalmente, fruto del acercamiento que se produce hacia la Dirección Estratégica, la Contabilidad de Gestión pasa a preocuparse, como hemos visto, de la provisión de mecanismos que permitan el seguimiento y control de aquellos factores críticos de competitividad sobre los que las empresas tratan de cimentar sus estrategias ganadoras. En la actualidad, muchos de tales elementos se caracterizan por su naturaleza intangible y, por lo tanto, difícilmente aprehensible. Este es precisamente el gran reto en el que se encuentra sumida la Contabilidad de Gestión en el momento actual: en el diseño de mecanismos que permitan el seguimiento y control de los denominados "intangibles" o "capital intelectual" de las empresas. Los informes de capital intelectual constituyen una primera propuesta en esta dirección.

IX.2 Conclusiones relativas a la situación del sector eléctrico en Venezuela

En el diagnóstico estratégico de la situación en la que se encuentra el sector eléctrico venezolano merecen subrayarse las siguientes características:

1. El Estado, además de ser propietario de la mayor parte de las empresas que configuran el sistema eléctrico venezolano, es quien fija las tarifas aplicables en cada uno de los estratos de clientela. Esto hace que el mercado eléctrico en Venezuela sea un monopolio. No obstante, en el año 1999, se promulgó la 1ª Ley Eléctrica del país (Decreto Nº 319, publicado en Gaceta Oficial Nº 36.791 de fecha 21-09-99) que trata de poner fin a esta situación, otorgando mayor participación a la empresa privada. Sin embargo, la mencionada ley aún no ha comenzado a aplicarse.

2. Adicionalmente, dicha ley prevé la separación de las actividades de generación de energía, por un lado, y transporte, distribución y comercialización, por otro. En la actualidad, una misma empresa puede operar en los dos tipos de actividades y, de hecho, esto es lo que ocurre en 6 de las 19 empresas del sector. En este orden, es importante reconocer que los países que han desregulado o separado contablemente las actividades principales del mercado eléctrico, como Argentina, Colombia, Perú y España, han logrado mantener indicadores aceptables de rentabilidad. Por el contrario, los países que no han impuesto esta desregulación, como es el caso de Venezuela, han obtenido pérdidas continuas y bajos niveles de productividad.

3. De hecho, hasta el momento, la variable rendimiento operativo o relación coste/beneficio no ha tenido importancia en las empresas del Estado, principalmente, por el otorgamiento de subsidios cruzados y la realización de

inversiones poco rentables, que inciden en la continuidad de las pérdidas administrativas del sector. Sin embargo, la nueva ley establece que únicamente serán facturables los costes y gastos "eficientes" estipulados por el ente regulador. Es decir, las tarifas no deben reconocer exceso de empleados, de gastos, e inversiones.

4. Sin embargo, la plantilla del sistema eléctrico venezolano se encuentra en estos momentos absolutamente sobredimensionada. Las razones de este sobredimensionamiento se deben a los elevados niveles de burocracia existentes y a un menor grado de automatización de las actividades, en comparación con otros países.
5. En cuanto a la efectividad del sector, el servicio eléctrico venezolano presenta lagunas importantes en cuanto a la calidad del servicio y atención prestada a los usuarios. La mala calidad está motivada por la antigüedad de las instalaciones eléctricas, provocando problemas de recalentamiento y dispersión de la energía transmitida. En cuanto a la atención deficiente a usuarios, ésta es provocada por la falta de centrales eléctricas suficientes, lo que impide que los usuarios reciban toda la cantidad de energía que necesitan. Es decir, si bien todos los usuarios registrados reciben energía en sus casas o centros productivos, puede ser que la cantidad de energía recibida sea insuficiente para el funcionamiento adecuado de aparatos electrodomésticos u otras instalaciones.

6. En definitiva, los rasgos citados ponen de manifiesto la urgencia de introducir mecanismos de gestión que permitan mejorar la eficiencia de las empresas eléctricas venezolanas y ésta es, precisamente, una de las principales utilidades de la Contabilidad de Gestión.

IX.3 Conclusiones relativas a las prácticas habituales de la Contabilidad de Gestión en el sector eléctrico venezolano

Los elementos que configuran en la actualidad el sistema de información contable para la gestión en el sector eléctrico venezolano son fundamentalmente dos: control presupuestario e indicadores de gestión. Veamos las conclusiones que se desprenden a partir del examen de las prácticas más habituales en cada una de ellas

Conclusiones referentes al sistema de control presupuestario

1. El sistema de control presupuestario aplicado por las empresas eléctricas venezolanas, pese a realizar una previsión inicial de cobros, se limita a la recopilación de información periódica (mensual) sobre los pagos previstos y ejecutados, detallados según su naturaleza y según la unidad organizativa que los origina.

2. Dicho sistema permite ver, en todo momento, el grado de disponibilidad presupuestaria dentro de cada partida y subpartida correspondiente a una determinada unidad organizativa, posibilitando identificar, de manera sencilla, los posibles ajustes presupuestarios que pueden realizarse entre partidas y subpartidas pertenecientes a una misma unidad organizativa, o a unidades organizativas diferentes.

3. Sin embargo, el hecho de que exista disponibilidad "presupuestaria" de recursos no significa que exista disponibilidad financiera o "real" de los mismos. Efectivamente, al realizar un seguimiento mensual en lo que a la ejecución de los pagos se refiere, pero no así de los cobros, bien puede suceder que la ejecución de tales pagos vaya conforme a lo previsto, pero no así la de los cobros, por lo que, a pesar de que "presupuestariamente" aún existan posibilidades de ejecución de pagos, financieramente no las hay.

4. Este seguimiento presupuestario de los pagos según naturaleza y unidad organizativa, y de manera completamente separada de los cobros, de forma que no se calculan resultados contables mensuales, origina los siguientes problemas:

    a) Imposibilidad de conocer la relación coste/beneficio por proyecto ejecutado. Dadas las características descritas es difícil cuantificar si un proyecto se ha excedido en costes con referencia a lo previsto en el plan operativo y, menos aún, si está generando el beneficio deseado. Por lo tanto, esta forma de operar impide el control efectivo del plan operativo, que con tanto detalle se planificó.

    b) Gestión ineficiente de proveedores. Como se ha dicho, se puede dar el caso de que exista disponibilidad presupuestaria pero que, sin embargo, no se disponga de los recursos financieros suficientes para el pago de los compromisos generados. Ello puede llevar a una situación de morosidad de la empresa eléctrica respecto a sus proveedores, más allá de lo que se considera normal. Como consecuencia de ello, se reduce la cantidad de proveedores dispuestos a prestar el servicio o suministrar bienes a la organización, lo cual afecta a la calidad y disposición de los materiales requeridos, incrementando el coste del servicio.

    c) Uso ineficiente de los recursos. El descontrol inevitable en torno al resultado de los proyectos planificados genera transferencias continuas entre unidades organizativas que, en todo caso, afectan a la consecución final de los objetivos. Asimismo, esta metodología de control de seguimiento de los pagos de manera separada respecto a los cobros e ingresos impide conocer si los gastos (cuando se ajusten a parámetros normales) son eficientes. Las empresas se ven empujadas a consumir el presupuesto total asignado, sin

considerar políticas de ahorro o reserva que incrementen los beneficios globales de la organización.

5. Al margen de lo indicado, y en lo que al control de pagos se refiere, en caso de detectarse desviaciones negativas, no se investiga el origen de las mismas: sencillamente, se trata de buscar dentro de la organización de dónde se pueden obtener los recursos que faltan. En resumen, no se hace nada por detectar la existencia de ineficiencias, ni el origen de éstas. En consecuencia, no se ponen en marcha medidas correctoras, ni se trata de aprender de lo que se hace mal. Con semejante panorama, es muy fácil que el plan operativo no se cumpla y que los recursos del Estado no sean convenientemente aprovechados. Sin embargo, es lógico que un sistema donde la información contable sólo se recopila por unidades organizativas y según su naturaleza, no permita investigar el origen de ineficiencia alguna.

6. Por lo tanto, se debe pasar de un control separado de cobros y pagos, a un control integral de ambos, de manera que no sólo se obtenga el saldo de tesorería correspondiente, sino, también, el beneficio o la pérdida alcanzados (control de ingresos y gastos). En particular, se debe implantar un sistema de control financiero y de gestión por proyectos, que permita evaluar el grado de desarrollo y la rentabilidad de cada uno de ellos, así como un sistema de cálculo de costes que permita evaluar la gestión cotidiana de la organización. Es decir, el resultado que ésta obtiene en sus segmentos de actividad y clientela básicos.

Conclusiones referentes al sistema de indicadores de gestión

1. En el mercado eléctrico venezolano, las debilidades suscitadas en la metodología de registro de ingresos y gastos se equilibran en parte mediante el uso de indicadores de gestión. Estos indicadores se constituyen como una herramienta esencial para que el gestor público tome decisiones correctas, con relación a la buena marcha del ente que gestiona. Se identifican en el mercado eléctrico venezolano tres grupos de indicadores: comerciales, operacionales y técnicos:

   a) Los indicadores comerciales miden el desfase existente entre la energía comprada y facturada, así como también, la posible desviación generada entre la energía facturada con respecto a la recaudada.

   b) Los indicadores operativos se centran en la medición de la calidad de servicio, la cual viene dada por la ausencia de interrupciones en el suministro.

   c) Finalmente, Los indicadores técnicos del sistema se centran en la medición del crecimiento o expansión del sistema en temas referidos a la planificación

del sistema eléctrico, la ejecución de obras de electrificación y la calibración de equipos de medición.

2. Sin embargo, tomando como referencia las cuatro perspectivas del cuadro de mando integral sugeridas por Norton y Kaplan se observan las siguientes carencias:

   a) El cuadro de mando integral retiene la perspectiva financiera, ya que los indicadores financieros son valiosos para resumir las consecuencias económicas, fácilmente mensurables, de acciones que ya se han realizado. En este orden, cuando evaluamos los indicadores del sector eléctrico venezolano, visualizamos que estos persiguen el cumplimiento eficaz, mas no eficiente, de los proyectos, por cuanto no se evalúan los costes involucrados, ni tampoco la rentabilidad alcanzada. Los indicadores de corte financiero empleados se centran en aspectos tales como: crecimiento de ventas, consumo de energía y cash flow.

   b) En la perspectiva de cliente del cuadro de mando integral, se identifican los segmentos de clientes y de mercado en los que competirá la unidad de negocio, así como las medidas de la actuación de la unidad de negocio en estos segmentos seleccionados. Los indicadores fundamentales incluyen: la satisfacción del cliente, la retención del cliente, la adquisición de nuevos clientes, la rentabilidad del cliente y la cuota de mercado en los segmentos seleccionados y, además, los indicadores del valor añadido que la empresa aporta a los clientes de segmentos específicos. En este caso, las principales carencias detectadas en el sector eléctrico venezolano son: la no utilización de indicadores relacionados con la prestación del servicio que incluyan aspectos tales como el tiempo transcurrido en la solución de reclamos o en la instalación de equipos de medición y el nivel de satisfacción con el servicio prestado; así como la inexistencia de indicadores relacionados con la rentabilidad del cliente.

   c) En la perspectiva del proceso interno, los ejecutivos identifican los procesos críticos internos en los que la organización debe ser excelente. En el caso del sector eléctrico venezolano, los indicadores de proceso se centran en la mejora de los procesos actualmente existentes, dejando de lado: el aprovechamiento de las infraestructuras disponibles para obtener recursos adicionales a través de la venta de nuevos servicios, como por ejemplo, el servicio de circulación de datos; la incorporación de procesos innovadores que se vinculen con el cliente del mañana (los procesos se destinan a cumplir con el servicio requerido por los clientes de hoy y para hoy);
   la inversión en investigación y desarrollo para desarrollar servicios radicalmente nuevos que generen valor a los clientes; la explotación de la tecnología existente para los productos y servicios de nueva generación; y la realización de esfuerzos de desarrollo para llevar los nuevos servicios al mercado.

d) Finalmente, la perspectiva de formación y crecimiento hace referencia a la infraestructura que la empresa debe construir para crear una mejora y crecimiento a largo plazo. La formación y crecimiento de una organización proceden de tres fuentes principales: las personas, los sistemas y los procedimientos. Sin embargo, se visualiza en el mercado eléctrico venezolano que no existen objetivos destinados a superar los vacíos entre las capacidades existentes de las personas, los sistemas y los procedimientos, y aquellos que representen un verdadero adelanto. Para llenar estos vacíos, se hace necesario invertir en la recualificación de empleados, potenciar los sistemas y tecnologías de la información y coordinar los procedimientos y rutinas de la organización. Al igual que con la perspectiva de cliente, las medidas basadas en los empleados requieren una mezcla de indicadores de resultados genéricos: satisfacción, retención, entrenamiento y habilidades de los empleados, y productividad por empleado. Estas medidas, en el mercado eléctrico venezolano, se perciben como poco importantes. Sin embargo, se efectúan grandes inversiones relacionadas con la capacitación del personal, en atención a los cambios del entorno actual, pero no con aquellos cambios que se vislumbran en el largo plazo.

3. Para terminar, dada la naturaleza de la actividad del sector, no podemos olvidar los indicadores relacionados con el impacto medioambiental. En este caso, es de destacar que, en el mercado eléctrico venezolano, no se utilizan indicadores que evalúen dicho impacto.

IX.4 Conclusiones derivadas del método propuesto para el cálculo de costes en el sector eléctrico venezolano

1. Las continuas pérdidas que reflejan buena parte de las empresas que componen el sector eléctrico venezolano evidencian la necesidad de diseñar y poner en marcha de un mecanismo de cálculo de costes que permita evaluar el grado de eficiencia con el que se desarrollan las operaciones en los diferentes eslabones que configuran la cadena de valor de dicho sector, en aras de detectar el origen preciso de los problemas, la causa de éstos y promover así la puesta en marcha de medidas correctoras. Por lo tanto, se trata de saber qué plantas de generación en particular, qué centrales de transmisión, qué distritos técnicos de distribución y qué oficinas comerciales presentan situaciones más problemáticas, frente a aquellas otras que muestran un óptimo funcionamiento, con el fin de poder difundir las mejores prácticas de gestión en el resto de la organización. Adicionalmente, el citado sistema debe permitir calcular resultados y evaluar rendimientos atendiendo a diferentes ámbitos de gestión y niveles de responsabilidad: oficinas comerciales, tipos de clientes y áreas geográficas, principalmente.

2. Dado el enorme peso de los recursos estructurales dentro del sector, se considera que el sistema de coste normal es el más adecuado, pues éste permite poner de

manifiesto el impacto en resultados de un aprovechamiento deficiente del potencial que permiten desplegar tales recursos.

3. Concretamente, se sugiere calcular un coste normalizado por KWh para cada planta de generación, central de transmisión, distrito técnico de distribución y oficina comercial. Dicho coste normalizado será comparado después con el coste completo sin normalizar, para que pueda comprobarse el encarecimiento provocado por la llamada subactividad.

4. En primera instancia, se recomienda calcular los costes que corresponden estrictamente a cada fase (generación, transmisión, distribución y comercialización), sin incluir los correspondientes a las fases anteriores. Es decir, en el caso de la actividad de transmisión, por ejemplo, se calculará el coste estricto de transmisión por KWh de energía, sin incluir o transferir el coste de la energía generada. Solamente al final, a efectos de calcular márgenes y resultados, se agregarán convenientemente los costes de las diferentes fases. De este modo, se posibilita evaluar la actividad correspondiente a cada eslabón de la cadena de valor sin que ésta se vea afectada por lo que ocurre en otros eslabones.

5. Puesto que la producción y comercialización de energía eléctrica constituye una actividad monoproducto, en este caso se evita uno de los caballos de batalla más importantes en el cálculo de costes: la elección de criterios de reparto para los denominados “costes indirectos”, comunes a más de un tipo de producto.

6. En términos generales, el sistema propuesto implica que, para cada eslabón de la cadena de valor y, dentro de él, para cada unidad de análisis (planta de generación, central de transmisión, distrito técnico de distribución, u oficina comercial, según el caso), se efectúen los siguientes cálculos:

    a. Obtención del coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros recursos fijos por KWh para la unidad de análisis. Para ello será preciso establecer:
        i. Los costes fijos reales de amortización del inmovilizado
        ii. Los costes fijos reales del personal operativo
        iii. Los restantes costes fijos reales que puedan existir
        iv. La capacidad normal de cada unidad de análisis
        v. El coeficiente de actividad correspondiente
        vi. La pérdida por subactividad y los costes fijos imputados que se derivan del grado de aprovechamiento de la capacidad productiva (coeficiente de actividad)
        vii. El coste normalizado de amortización del inmovilizado, personal y otros recursos fijos por KWh
    b. Obtención del coste de materia prima (únicamente para las plantas de generación térmicas) por KWh.
    c. Obtención del coste de suministros para operaciones de mantenimiento por KWh.
    d. Obtención de los restantes costes variables de mantenimiento por KWh.

e. Obtención del coste normal total (se refiere a la suma de los puntos anteriores), coste completo y penalizaciones por subactividad por KWh.

7. La aplicación del método anterior en cada una de las fases que constituyen la cadena de valor del sector en la empresa CADAFE arroja las siguientes conclusiones e implicaciones prácticas, extrapolables en gran medida al resto de empresas del mercado venezolano:
    a. En lo que a la generación se refiere:
        i. La generación hidroeléctrica es mucho más barata que la generación termoeléctrica, aunque la inversión inicial en el primer caso sea mucho mayor.
        ii. En líneas generales, la capacidad instalada por planta de generación se aprovecha en promedios muy deficientes:
            1. La falta de cumplimiento de los programas de mantenimiento preventivo ha permitido el desgaste de las unidades generadoras por encima de lo normal, afectando el nivel de aprovechamiento de la capacidad productiva y los niveles de generación acordes con la energía demandada.
            2. En aras de mejorar la capacidad real de generación, se efectúan reparaciones extraordinarias y mejoras sobre equipos obsoletos o deteriorados. De ahí la principal diferencia encontrada en cuanto a los costes unitarios normalizados por amortización del inmovilizado.
        iii. La demanda insatisfecha por falta de generación es cubierta con generación distribuida y con racionamientos continuos que desmejoran la imagen y el desarrollo de la región. El coste de la generación distribuida es muy superior al promedio nacional de generación propia.
        iv. No existe una relación equilibrada entre la capacidad de generación y los costes por mano de obra que permitan evaluar el promedio del sector. En defecto, se observan diferencias muy acusadas por planta debido a una mayor o menor imputación de horas extraordinarias y viáticos que provocan un incremento en costes de la mano de obra, en lo que concierne a salarios y otros pluses como vacaciones y antigüedad.
        v. En lo que a la materia prima se refiere, las plantas deben mantener registros de consumo de combustible por unidad generadora, a fin de controlar el consumo y efectividad de la turbina e implementos de generación.
        vi. El gasoil utilizado como materia prima deteriora más rápidamente los equipos de generación, de aquí que la mayor inyección de costes por repuestos y, materiales y suministros en las plantas termoeléctricas.
    b. En el caso de la actividad de transmisión, las conclusiones e implicaciones prácticas son las siguientes:
        i. Por término medio, la subactividad incrementa los costes unitarios en mayor proporción que lo se detectó en la actividad de generación. De hecho, algunas centrales de transmisión reflejan niveles de aprovechamiento inferiores al 20%.

ii. Este nivel de infrautilización se debe en parte a una generación insuficiente de energía, lo que produce un nivel de transmisión deficitario.
iii. Adicionalmente, se debe evaluar el estado actual del sistema en aquellas centrales donde no se han materializado inversiones, debido a que la antigüedad de éstas podría ocasionar fallas importantes en la transmisión de energía y costes adicionales por mano de obra y repuestos, entre otros.
iv. Por otra parte, la situación en las centrales es muy dispar. Aun en condiciones eficientes de funcionamiento en cada central, los costes normales unitarios difieren bastante. Es posible que la diferencia encontrada se deba a inversiones realizadas en tiempos o fechas diferentes y con marcada antigüedad. En este caso, producto del factor inflacionario que existe en el país, el montante erogado por la inversión capitalizada y cuota fija de depreciación cambia en función del monto invertido.
v. Por otra parte, no existe una clara relación entre la energía transmitida, la cantidad de operarios y los costes de personal por central de transmisión. Estas diferencias podrían deberse a que la cantidad de operarios, más que respecto a la energía transmitida, se asigna en función de la cantidad de Kms de línea y número de subestaciones. En función de esto, es posible encontrar diferencias en el coste de personal cuando hablamos de centrales con mayor proporción de atención rural que urbana. En este sentido, podría pensarse en la creación de jefaturas de líneas, dependientes de las centrales de transmisión, que se encarguen de las anomalías presentadas en los sitios retirados de la central, permitiéndose mejorar la calidad del servicio y disminuir los costes por pluses cancelados al personal.

c. En lo concerniente a la actividad de distribución, las conclusiones e implicaciones prácticas son las siguientes:
i. Por término medio la pérdida por subactividad incrementa los costes unitarios en mayor proporción que lo que se detectó en las actividades de generación y transmisión.
ii. Las continuas suspensiones del servicio forman parte de los elementos que han ocasionado la precitada subactividad, bien por la falta de generación de energía, o por deterioro en las líneas de distribución y subestaciones que no permiten que la energía fluya en las condiciones requeridas hasta el usuario final del servicio. Por ejemplo, el factor de uso de las líneas de transmisión prevé un nivel de tolerancia de hasta un 15%. En el caso que la cantidad de energía supere este máximo, por cuanto las demás líneas están rotas o deterioradas, ocurre lo que se denomina “saturación del sistema”, provocando la suspensión del servicio.
iii. Por lo tanto, es necesario que las empresas evalúen rápidamente lo comentado y efectúen las inversiones necesarias a fin de incrementar la cantidad de energía distribuida y solucionar las recurrentes suspensiones del servicio. De hecho, en la actualidad, la inversión de

recursos para el mantenimiento del sistema se orienta más hacia la disminución de los niveles de interrupción que hacia la cobertura de necesidades derivada del incremento de la demanda. Esta circunstancia limita la cantidad de energía accesible para los usuarios (demanda insatisfecha) y desmejora los niveles de tensión (calidad del servicio) ante el incremento de la carga del sistema motivada por el hecho de que el usuario busque el método que sea necesario para hacerse acreedor del servicio (clientes activos o ilegales). En cualquier caso, es conveniente continuar a corto plazo con los programas destinados al uso racional del servicio eléctrico: cambio de la luminarias de luz amarilla por blanca; sustitución de aires acondicionados antiguos o de carga avanzada y, revisión y sustitución de neveras, entre otros. Estos métodos disminuyen la carga máxima y presiones de la demanda en el sistema.

iv. Los costes unitarios en la distribución de la energía también se ven afectados por la topografía del terreno y el tipo de cliente a quien se le suministra, como es el caso de la prestación del servicio a clientes agropecuarios, donde se requiere grandes instalaciones de líneas y mantenimiento, con poca distribución de energía. En este sentido, es importante que las empresas evalúen la instalación de "jefaturas de línea" en sectores rurales o de continuas fallas o anomalías (compuesto del personal y equipos necesarios), con el fin de mejorar la calidad del servicio y disminuir los pluses de distancia y horas extraordinarias.

v. En relación con lo anterior, es necesario revisar la cantidad de operarios por distrito técnico, por cuanto la menor cantidad de éstos disminuye la efectividad de la central e incrementa los costes por sobretiempos e importes por seguridad social (ante el desgaste de los trabajadores).

vi. Por otra parte, los costes importantes reflejados por algunos distritos, en cuanto a los materiales destinados al mantenimiento del sistema de distribución de la energía, se originan ante la falta de controles específicos para la entrada y salida del material que mejore la incidencia de estos sobre el coste unitario del servicio.

vii. Asimismo, la partida de otros costes presenta un mayor o menor grado de inyección de recursos en función de las labores de mantenimiento y reparación de alumbrado público. En algunos sectores, esta labor la ejecutan las alcaldías o ayuntamientos por administración directa o mediante actividades conjuntas con la empresa y central de distribución. No obstante, es necesario efectuar diagnósticos previos antes de materializar la labor de mantenimiento o reparación a la que hacemos referencia.

d. Finalmente, en el caso de la actividad de comercialización, las conclusiones e implicaciones prácticas son las siguientes:

i. Por término medio, la subactividad incrementa los costes normalizados en muchísima mayor proporción que la detectada en las fases anteriores. Dicho porcentaje tiene su origen en dos elementos: por una parte, en la energía consumida y no facturada a los usuarios

del servicio de energía eléctrica y, por otra, en la energía reprimida por falta de generación.

ii. Por lo tanto, se deben realizar inversiones destinadas a disminuir las pérdidas administrativas originadas por la energía consumida por usuarios del servicio no registrados como clientes de la empresa. Asimismo, se debe proceder a la sustitución de equipos de medición descalibrados (con un una antigüedad mayor a 10 años); y a la medición remota de la energía suministrada y facturada por oficina comercial en sectores de alto consumo. Es decir, sería necesario aplicar técnicas de telemetría o telemando y medición de bancos de transformación en sectores de alto consumo, con el fin de equilibrar la energía suministrada con la facturada.

iii. Además, no existe una clara relación entre los costes y la cantidad de empleados, por una parte, y la energía comercializada, por otra. Esto origina gastos extraordinarios en sueldos y pluses adicionales que implican un incremento del coste del servicio de comercialización.

IX.5 Limitaciones del estudio realizado

Antes de dar por concluido este trabajo y presentar las líneas de investigación que se piensa acometer en el futuro, conviene realizar una breve mención de las principales limitaciones de la que adolece el estudio realizado. Principalmente, éstas son dos:

- Si bien es cierto que la propuesta del modelo de costes ha sido testada en las empresas que configuran el grupo CADAFE (que supone el 80% del mercado eléctrico venezolano), consideramos que sigue siendo una limitante el no abordar la totalidad de empresas del sector, particularmente, las de capital privado.
- Por otra parte, y en lo que a la distribución y comercialización de energía hace referencia, en el contenido del trabajo se mencionó que las empresas del sector carecen de equipos de medición que registren la cantidad de Kilowatios suministrados a los distritos técnicos de distribución y oficinas comerciales. A falta de tales equipos, se han utilizado mediciones intermensuales que luego son vaciadas en los informes denominados “ATLAS CADAFE”. Puesto que el tiempo de ejecución de las mediciones se ciñe a cronogramas establecidos por la empresa, el factor de uso de las líneas de distribución puede ser que no esté actualizado al 100% para un momento dado, lo cual puede dar origen a ciertas imprecisiones en los cálculos realizados.

IX.6 Líneas de investigación futura

Los trabajos más próximos a realizar que sirven de complemento al actual se resumen en torno a dos investigaciones: la contabilidad de costes por proyectos y la

relación de causa y efecto entre la calidad del servicio y la rentabilidad por oficina comercial.

La contabilidad de costes por proyectos servirá para medir la eficiencia de los proyectos que forman parte del plan operativo institucional, con el objeto de determinar los beneficios o pérdidas acaecidas, en forma tal, que permita mejorar las decisiones para incrementar el valor agregado de la organización. Estos proyectos podrían centralizarse en actividades relacionadas con la disminución de pérdidas administrativas por sectores y entidades u oficinas comerciales. También cabe la medición o ejecución de proyectos destinados a mejorar los niveles de tensión o calidad de servicio.

Por otra parte, se pretende medir la correlación existente entre la rentabilidad obtenida por oficina comercial y el nivel de inversión destinado a mejorar los niveles de calidad en el servicio prestado, además de indagar el nivel de fidelidad de los usuarios del servicio en torno a las mejoras efectuadas en la calidad de éste.

Bibliografía

ACEVEDO, A. (2007), *¿A qué se deben las pérdidas de Unión Fenosa*?, Disponible en internet: http://www.rebelion.org/noticia.php?id=57756.

AECA (1990), *El Marco de la Contabilidad de Gestión*, Documentos AECA – Serie Contabilidad de Gestión, Nº 1, Madrid.

AECA (1995), *Costes de Calidad,* Documentos AECA – Serie Contabilidad de Gestión, Nº 11, Madrid.

AECA (1996), *Contabilidad de Gestión Medioambiental*, Documentos AECA – Serie Contabilidad de Gestión, Nº 13, Madrid.

AECA (1996), *Gestión Estratégica de Costes*, Documentos AECA – Serie Contabilidad de Gestión, Nº 23, Madrid.

AECA (1997), *Indicadores de Gestión para las Entidades Públicas*, Documentos AECA – Serie Contabilidad de Gestión, Nº 16, Madrid.

AECA (1999), *Estrategia empresarial – Modelo Dinámico del Proceso Estratégico*, Documentos AECA – Serie Organización y Sistema, Nº 9, Madrid.

AECA (2001), *La Teoría de las Limitaciones en la Contabilidad de Gestión*, Documentos AECA – Serie Contabilidad de Gestión, Nº 21, Madrid.

AECA (2001), *La Contabilidad de Gestión en las Empresas Eléctricas*, Documentos AECA – Serie Contabilidad de Gestión, Nº 22, Madrid.

AGUERREVERE, F. (1997), *Gerencia y liderazgo*. Disponible en internet: http://www.analitica.com/archivo/vam1997.05/doc1.htm

ALLEE, V. (2002), "Value Network Approach for Modeling and Measuring Intangibles", documento presentado en *The Transparent Enterprise – The Value of Intangibles*, Madrid.

ÁLVAREZ, AP. (1996), "La Gestión de los Costes en empresas del sector automovilístico: El caso Citroën", en *Avances y prácticas empresariales en Contabilidad de Gestión*, AECA, Madrid, pp. 147.

ÁLVAREZ, J. (1995), "Experiencias empresariales en Contabilidad de Gestión", *Nuevas orientaciones de la Contabilidad de Gestión,* Colección La Gestión Eficaz de los Costes, Nº 2, Biblioteca Cinco Días, AECA, Madrid, pp.11-12.

ÁLVAREZ, J. y BLANCO, F. (1989), *Introducción a la Contabilidad Directiva,* Editorial Donostiarra.

ÁLVAREZ, J. y BLANCO, F. (1996), "La Contabilidad de Dirección Estratégica como apoyo a la excelencia empresarial", *Nuevas orientaciones de la Contabilidad de Gestión,* Colección La Gestión Eficaz de los Costes, Nº 5, Biblioteca Cinco Días, AECA, Madrid, pp. 75-93.

ÁLVAREZ, J. y BLANCO, F. (2000), "La Contabilidad de Dirección Estratégica para la Competitividad en el siglo XXI", *Técnica Contable*, Nº 52, pp. 1-16.

AMAT, J. (1995), "Los Sistemas de Información y Control en las empresas que incorporan nuevas tecnologías – Estudio específico de la empresa española", *Experiencias empresariales en Contabilidad de Gestión,* Colección La Gestión Eficaz de los Costes, Nº 2, Biblioteca Cinco Días, AECA, Madrid, pp. 13-26.

AMAT, J., SOLDEVILA, P. y CATELLÓ, E. (2002), *Control Presupuestario*, Ed. Gestión 2000, Barcelona.

AMAT, O. y DOWDS, J. (1998), "Qué es y cómo se construye el Cuadro de Mando Integral", *Finanzas y Contabilidad*, Harvard-Deusto, Nº 22, pp. 22-26.

AMAT, O., FALGUERA, J., PUIG, X. y SOLDEVILLA, P. (2003), "Aspectos que influyen en las diferencias internacionales en materia de Contabilidad de Gestión", *Revista Iberoamericana de Contabilidad de Gestión,* Nº 1, pp. 13-33.

AMAT, O., HERNÁNDEZ, JF. y FONTANA, I. (2001), "El Cuadro de Mando Integral y el Crecimiento Empresarial: Hipótesis que subyacen en el Cuadro de Mando Integral"*, Partida Doble*, Nº 126, pp. 6-7.

APARISI, JA., RIPOLL, VM. (2000), "El Cuadro de Mando Integral: Una herramienta para el Control de Gestión", *Partida Doble,* Nº 114, pp. 54-63.

ASOCIACIÓN PERUANA DE CONSUMIDORES Y USUARIOS. (2005), *Mercado libre y regulado*, Disponible en internet: www.aspec.org.pe

BAIDEZ, A. (2001), "El modelo de costes ABC/ABM", *Partida Doble*, Nº 119, pp. 110.

BALLVÉ, A. y AMAT, O. (2006), "Los Cuadros de Mando como Sistemas Interactivos", *Revista Iberoamericana de Contabilidad de Gestión,* Vol. IV, Nº 8, pp. 59-79.

BARROS DA SILVA, F. y RODRIGUEZ, R. (2004), "Una nueva visión del Cuadro de Mando Integral para el sector público", *Revista Iberoamericana de Contabilidad de Gestión,* Vol. II, Nº 4, pp. 117-148.

BASU, S. y WAYMIRE, G. (2008), "Has the importance of intangibles really grown? And if so, why?", *Accounting and Business Research,* Nº 3, pp. 171-190.

BERLINER, C. (1988), *Cost management for today advanced manufacturing – The CAM-I Conceptual Design,* Harvard Business School Press, Boston, USA.

BIBLE, L., KERR, S. y ZANINI, M. (2006), "The Balanced Scorecard: Here and Back*", Management Accounting,* Quarterly, Vol. 7, Nº 4, Summer, pp. 18-23.

BLANCO, F. (1993), *Contabilidad de Costes y de Gestión para la excelencia empresarial*, Ed. Deusto, Bilbao.

BLANCO, F. (2004), "Una proyección de la Contabilidad de Dirección Estratégica en la promoción inmobiliaria", *Revista Iberoamericana de Contabilidad de Gestión,* Vol. II*,* Nº 4*,* pp. 41-53.

BLANCO, F., AIBAR, B. y RIOS, S. (2001), *Contabilidad de Costes, cuestiones, supuestos prácticos, resueltos y propuestos,* Ed. Pearson Educación. S.A, Madrid.

BOISIER, S. (2005), "Núcleos de desarrollo endógeno", *Monografías.com*, Disponible en internet: http://www.monografias.com/trabajos58/educacion-robinsoniana/educacion-robinsoniana2.shtml

BOLSA DE VALORES DE CARACAS (2006), *Estados Financieros*. Disponible en internet: www.caracasstock.com

BOUQUIN, H. (1993), *Comptabilité de Gestión*. Editions Dalloz, París.

BRAVO, O. (2005), *Contabilidad de Costos*, 5ª edición, Mc Graw Hill.

BRIMSON, J.A. (1991), *Activity Accounting*. John Wiley and Sons, USA.

BRIMSON, J.A. y BURTHA, M. (1993*), "*Activity Accounting*",* en *Handbook of Cost Management",* Ed. Warren Gorham and Lamont, Boston, USA.

BUENO, E. (1996), *Organización de Empresas – Estructura Procesos y Modelos,* Ed. Pirámide, Madrid.

CABRERA DE LA IGLESIA, J. (1995), "Los sistemas de costes en el sector de telecomunicaciones". *Experiencias empresariales en Contabilidad de Gestión,* Colección La Gestión Eficaz de los Costes, Nº 2, Biblioteca Cinco Días, AECA, Madrid, pp. 51-95.

CADAFE (2008), *División de Generación Oriental,* Disponible en internet: http://www.generacionoriental.com/
CADAFE (2009), *Estadísticas*, Disponible en internet: www.cadafe.gob.ve
CADELA (2006), *Datos consolidados*, Disponible en internet: www.cadela.gob.ve
CAMESSA (2009), *Estatuto de la Compañía Administradora de Mercado Mayorista Eléctrico,* Disponible en internet: http://portalweb.cammesa.com/pages/institucional/estatuto.aspx
CAMPA, F., SÁNCHEZ, MV. y ANTÓN, S. (2008), "Aproximación de las prácticas en Contabilidad de Gestión de la industria de parques temáticos españoles", *Revista Iberoamericana de Contabilidad de Gestión,* Vol. 6, Nº 11, pp. 163-181.
CARGAS RENFE (2001), *Diseño de un Sistema de Costes y Gestión Basado en las Actividades ABC/ABM, con la finalidad de fijar el precio de venta de los servicios que se ofrecen,* Disponible en internet: http://www.uv.es/-mbarrach/convenios.htm
CASTELLÓ, E. y LIZCANO, J. (1994*). El Sistema de Gestión y de Costes basado en las actividades,* Instituto de Estudios Económicos, Madrid.
CASTELLÓ, E. y LIZCANO, J. (1999), "El Sistema de Costes Basado en Actividades*"*, *Boletín AECA*, Nº 48, pp. 2-6.
CASTELLÓ, E. (2002*), "*Gestión Estratégica de Costes"*, Boletín AECA*, Nº 60, pp. 49.
CAVEINEL (2003), *Estadísticas Consolidadas*, Impregraf Ediciones.
CAVEINEL (2005), *Foro Regulatorio,* Disponible en internet: http://www.caveinel.org.ve/foroRegJunio2005/Ponencias/CarlosGarcia.pdf
CAVEINEL (2005), *Mesa Redonda Caveinel,* Disponible en internet: www.caveinel.gov.org
CAVEINEL (2006), *Datos Estadísticos*. Disponible en internet: www.caveinel.gov.ve
CAVERO, JA. y TRIGUEROS, P. (2001), "La situación actual del Modelo ABC". *Partida Doble*, Madrid, Nº 125, pp. 10-17.
CENTRAL HIDROELÉCTRICA TOCOMA (2005), *Proyecto presentado ante el Banco Interamericano de Desarrollo*, Disponible en internet: http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=629250
CHANDRA, K., HARES, S. y VENUGOPALAN, R. (2003), "Should intangibles be measured: what are the economic trade – offs?", *Journal of Accounting Research,* Printer, USA, pp. 89-95.
CHARLES, J. y CURTIS, R. (2003),"The Balanced Scorecard: A Vision Report Card", *Management Accounting*, Summer, pp. 28-40.
CHÁVEZ, H. (2008), *En mil 335 megavatios se incrementará la generación de energía este año,* Entorno Inteligente, Disponible en internet: http://www.entornointeligente.com/resumen/resumen.php?id=716754 www.edelca.com.ve/quienes/historia1.htm
CLUB INTELECT (1998), *Medición del capital intelectual – Modelo Intelect,* Instituto Universitario Euroforum Escorial. Madrid.
COKINS, G. (1999), "Using ABC to Become ABM, Learning To Love ABC*"*, *Journal of Cost Management*, January – February, pp. 29-38, Illinois, USA, Northbrook.
COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL (2006), *Ratios Financieros en el Sector Eléctrico*, Ed. CIER.
COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL (2006), *Satisfacción al Cliente Residencial Urbano*, Disponible en internet: http://www.cier.org.uy/d02-proyectos/cier12/2006sumarioejecutivo.pdf

COMISION DE REGULACION ENERGIA Y GAS, CREG. (2002.), *Aspectos regulatorios - pérdidas de energía en distribución,* Disponible en: http://www.google.es/search?hl=es&q=p%C3%A9rdida+en+distribuci%C3%B3n+de+energ%C3%ADa&meta=

CONTRALORIA GENERAL DE ANTIOQUIA. (2001*), Implementación de la metodología de Costeo Basado en Actividades (ABC)*, Disponible en internet: www.contraloriagdeant.gov.co

COOPER, R. y KAPLAN, R. (1993), "Profit Priorities from Activity – Based Costing", *Harvard Business Review,* Mayo – Junio, pp. 130 -135.

COOPER, R. y SLAGMULDER, R. (2000), "Sistemas ABC que sirvan para la determinación estratégica de costes y la mejora operativa", *Harvard Deusto Finanzas & Contabilidad*, Marzo – Abril, pp. 56-59.

CORPOELECT. EDELCA. (2008), *Hitos en la historia desde el 2001 hasta la actualidad*, Disponible en Internet: http://www.edelca.com.ve/quienes/historia1.htm

CORPOELEC (2009), *Corpoelec marcha hacia la recuperación del mercado eléctrico nacional*, Disponible en internet: http://www.corpoelec.gob.ve/noticias/corpoelec-marcha-hacia-la-recuperaci%C3%B3n-del-sector-el%C3%A9ctrico-nacional

COSMÉTICOS BABE (2002*), Estudio y asesoramiento para el diseño de un sistema de costes que permita la simulación de futuras producciones y mejorar la gestión de la organización,* Disponible en internet: http://www.uv.es/-mbarrach/convenios.htm

DANISH AGENCY FOR TRADE AND INDUSTRY (2000), *"Presentation of the first draft of guidelines for setting up IC statements",* Disponible en internet: http://www.ll-a.fr/intangibles/denmark.htm.

DE WAYNE, L. y DOU, R. (2007), "Will Your ABC System Have What it Takes?", *Management Accounting Quarterly,* Spring, pp. 23-26.

DIARIO DE YARACUY, sin autor. (2008), *Demanda en el Estado por apagones debería aplicarse en la región,* Disponible en internet: http://www.eldiariodeyaracuy.com/index.php/general/42-general/21842-demanda-al-estado-por-apagones-deberia-aplicarse-en-la-region

DONOHUE, J. and WALLER, C. (2002), "A New Scorecard for Intellectual Property", *Journal of Accountancy,* Vol. 16*,* Nº 4, pp. 75-79.

EDELCA (2007), *Sistema de Transmisión,* Disponible en internet: http://www.edelca.com.ve/transmision/descargas/transmision_troncal.pdf

EFE, sin autor. (2008), *La Capacidad de Generación Eléctrica de Venezuela subirá a 33.000 megavatios,* Disponible en internet: http://www.soitu.es/soitu/2008/05/30/info/1212169581_713566.html

ELECAR (2006), *Estados Financieros*, Disponible en internet: www.laedc.com

ELECTRIAHORRO (2005), *Gestión del Ahorro*, Disponible en internet: http://electriahorro.com/HTML/Pages/Secondary/EA_VzlaHistoriaFS.html?EA_VzlaHistoria.html~mainFrame

El ESPECTADOR, sin autor. (2009), *Colombia extiende el suministro de energía a Venezuela*, Disponible en internet: http://www.elespectador.com/economia/articulo159608-colombia-extiende-contrato-de-suministro-energia-venezuela

EL TIEMPO, sin autor. (2008), *CADAFE anuncia racionamiento de electricidad en todo Sucre*, Disponible en internet: http://diarioeltiempo.wordpress.com/2008/09/03/cadafe-anuncia-racionamiento-de-electricidad-en-todo-sucre/

EL UNIVERSAL, sin autor. (2008), *Gobierno activará 150 MW de planta Josefa Camejo*. http://economia.eluniversal.com/2008/09/27/eco_art_gobierno-activara-15_1065604.shtml

EUSKE, K. y VERGIO, A. (2007), "Enhancing the ABC Cross", *Management Accounting Quarterly,* Summer, pp. 48-61.

FERNÁNDEZ, A. (1995), "Análisis, medida y control de los Costes de Calidad", *Nuevas orientaciones de la Contabilidad de Gestión*, Colección La Gestión Eficaz de los Costes, Nº 5, Biblioteca Cinco Días, AECA, Madrid, pp. 13-37.

FERNÁNDEZ, M. (1999), "¿Hacia una nueva Contabilidad?: Contabilidad del Capital Intelectual", *Boletín AECA*, Nº 49, pp. 43-45.

FITÓ, M.Á. (2006), "La determinación del éxito del modelo de Costes ABC. Una valoración crítica de las diferentes medidas empleadas para su evaluación", *Revista Iberoamericana de Contabilidad de Gestión,* Vol. IV, Nº 8, pp. 105-127.

FUNDACION UNIVERSIDAD EMPRESA - A.D.E.I.T. (2001), *Estudio y Control de Costes y Cálculo de la Rentabilidad Global de la Fundación*, Disponible en internet: http://www.uv.es/imaccev/DATOS/convenios.htm

GASTÓN, F. (2001), "La Transformación del Sector Eléctrico en Argentina*", Disponible en internet:* http://www.nuevamayoria.com/ES/INVESTIGACIONES/regulaciones/010517.html

GERENCIA DE EMPRESAS (2003), *LA EDC frente a la crisis*, Disponible en internet: http://gerente.com/revistas/gerente/0703/Venezuela/gerente6-0703.html

GERVAIS, M. (1994), *Contrôle de Gestion*, 5ª edición, Economica, París.

GIL, J. (2005), "Interdependencias entre la Contabilidad de Gestión y el Capital Intelectual: una visión metodológica en la clave latinoamericana". *Revista Iberoamericana de Contabilidad de Gestión,* Vol. III, Nº 6, pp. 161-190.

GLOBOVISIÓN, sin autor. (2008), *Continúan los apagones en Venezuela*, Disponible en internet: http://www.globovision.com/news.php?nid=97804

GOBIERNO EN LÍNEA, sin autor. (2009), *Normalizado el Servicio Eléctrico en los Estados Táchira y Mérida*, Disponible en internet: http://www.gobiernoenlinea.ve/noticias-view/ver_detalles.pag?idNoticia=93920

GONZÁLEZ, J. (1996), "Los Costes y el Control de Gestión en empresas fabricantes de Bienes de Equipo, el caso de Factorías Vulcano", en *Avances y prácticas empresariales en Contabilidad de Gestión*, AECA, Madrid, pp. 140.

GONZÁLEZ, R. y NAVARRO, F. (1995), "Nuevos enfoques en los procesos de negocio y su implantación en el Control de Gestión", *Implantación de Sistemas de Contabilidad y Control de Gestión,* Colección La Gestión Eficaz de los Costes, Nº 4, Biblioteca Cinco Días, AECA, Madrid, pp. 61 -79.

GOREY, R.M. y DOBAT, D.R. (1996), "Managing in the Knowledge era", *The system thinker*, Vol. 7. Nº 8, pp. 1-5.

GOURDIE, S. (2001), "Tool of the Trade"*, Financial Management,* November, pp.38-39.

GRAY, R., BEBBINGTON, J., y WALTERS, D. (2001), *Contabilidad y Auditoría Ambiental,* Ecoe Ediciones.

GUEDJ, N. y Colaboradores (1992). *Le Contrôle de Gestion pour améliorer la performance de 1´enterprise*, 2ª edición, Les Éditions d`Organisation, París.

GUIMÓN, J. (2002), "Guidelines for Intellectual Capital Management and Reporting – Comparing The Meritum and the Danish Approaches", Documento presentado en *The Transparent Enterprise – The Value of Intangibles*, Madrid.

HUGHES, S. (2003), "Do different Cost Systems Make a Difference?", *Management Accounting Quarterly,* Fall, pp. 22-30.

IGLESIAS, JL. (2003), "Un nuevo enfoque de la Gestión de la Calidad en base a la Metodología TOC", *Revista Iberoamericana de Contabilidad de Gestión*, Vol. I, Nº 2, Madrid, pp. 101-122.

IGLESIAS, J. (2004), "Importancia de la Teoría de las Limitaciones en la Contabilidad de Gestión". *Revista Iberoamericana de Contabilidad de Gestión,* Vol. II, Nº 4, Madrid, pp. 207-225.

http://www.banrep.gov.co/docum/ftp/borra321.pdf.

INSTITUTO NICARAGUENSE DE ENERGIA. INE. (2008), *Pérdidas Técnicas y Comerciales,* Disponible en Internet: http://www.narucpartnerships.org/Documents/8-Perdidas%20Tecnicas%20-%20Comerciales%20sus%20efectos%20en%20Precio.pdf

IZQUIERDO, H. (2008), "Sobrecarga en líneas de transmisión afectó el Servicio Eléctrico", *Energía y Petróleo para el pueblo,* Disponible en internet: http://www.aporrea.org/energia/n119952.html

IZQUIERDO, H. (2009), "Necesario recuperar y generar 1200 MV adicionales", Disponible en internet: http://www.guia.com.ve/noticias/?id=47985

IZQUIERDO, H. (2009), "Plantas termoeléctricas de Zulia y Falcón aportarán 900 MV más", *Agencia Bolivariana de Noticias,* Disponible en internet: http://www.abn.info.ve/noticia.php?articulo=152546&lee=2

IZQUIERDO, H., CARRIZALES. R. y RAMIREZ, R. (2009), "Inaugurada Planta de Generación en Achaguas", *Energía, Avances en Electrificación,* Disponible en Internet: http://www.minci.gob.ve/noticias/1/183520/inaugurada_planta_de.html

INEFICIENCIA EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (2004), *Una aplicación de funciones de distancia estocástica,* Disponible en internet:

JAY, H. (2005), "Intellectual Capital Reporting", *Management Accounting Quarterly*, Summer, pp. 1-6.

JORDÁ - PAYA, JA. (1996), "Implantación de un sistema de costes por actividades en una empresa textil; El Caso de Grupo Aracil", *Avances y Prácticas Empresariales en Contabilidad de Gestión*, AECA, Madrid, pp. 261.

JURAS, P. y PEACOCK, E. (2006), "Applying Strategic Cost analysis concepts to Capacity Decisions", *Management Accounting Quarterly,* Fall, pp. 24-35.

KAPLAN, R. y COOPER, R. (1999), "Como usar el ABC y el ABB para mejorar la gestión, los procesos y la rentabilidad". en *Coste y Efecto*, Gestión 2000, Barcelona.

KAPLAN, R. and NORTON, D. (1992), "The Balanced Scorecard – Measures That Drive Performance", *Harvard Business Review*, January – February, pp. 71-79.

KAPLAN, R. y NORTON, D. (1997), *El Cuadro de Mando Integral (Balanced Scorecard),* Ed. Gestión 2000, Barcelona.

KAPLAN, R. y NORTON, D. (1996), "Cuadro de Mando Integral", *The Balanced Scorecard.* 2ª edición, Ed. Gestión 2000.

LAWRENCE, P. y GRASSO, DBA. (2005), "Are ABC and RCA Accounting Systems Compatible with Lean Management", *Management Accounting,* Fall, pp. 12-27.

LEIF, E. y MALONE, M. (1998), "Cómo identificar y calcular el valor inexplorado de los recursos intangibles de su empresa", *El Capital Intelectual*, Norma, Bogotá.

LEY DE CONSECIONES ELÉCTRICAS Y REGLAMENTO - PERÚ. (2008), Disponible en internet: http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/compendio/dl25844.pdf

LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO ELÉCTRICO. (2001), Gaceta oficial de la República de Venezuela 5568, Disponible en internet: http://www.soberania.org/Documentos/Ley_servicio_electrico.htm

MALLO, C. y Jiménez, M.A. (1997), *Contabilidad de Costes*, Ed. Pirámide.

MALLO, C., KAPLAN, S., MELJEN, S. y JIMENEZ, C. (2000), *Contabilidad de Costes y Estrategia de Gestión,* Prentice Hall. Madrid.

MANTILLA, A. (2000), "Contabilidad del Conocimiento", *Capital Intelectual*, Ecoe Ediciones, Bogotá, Colombia.

MARCHAND, D. (2000), "Gestión y Tecnología: un desafío para la alta dirección", *Harvard Deusto Business Review*, Nº 95, pp. 22-27.

MARTÍNEZ DE LA TORRE, J. y RODRÍGUEZ, L. (1996), *El proceso de elaboración y análisis de los estados contables previsionales, Propuesta de un modelo global,* ICAC, Madrid.

MARTÍNEZ, P. y MILLA, A. (1999), *Cómo Elaborar y Controlar los Presupuestos Anuales,* 2ª edición. ESIC, Madrid.

MÉNDEZ, A. (2002), *Negocios Eléctricos en Venezuela,* Disponible en internet: *http://www.analitica.com/va/economia/opinion/4107960.asp*

MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO. (2009), *Mesas de Energía*, Disponible en internet: http://venezuelareal.zoomblog.com/archivo/2006/11/27/mesas-De-Energia.html

MINISTERIO DE INDUSTRIAS LIGERAS Y COMERCIO. MILCO (2009), Competencias, Disponible en internet: http://www.mincomercio.gob.ve/index.php?option=com_content&view=article&id=231&limitstart=1

MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO. (2005), *Plan Operativo Anual*, Disponible en internet: http://www.mpd.gob.ve/poan2005/ejemplo-poan_%202005.pdf

MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO. (2006), *Lineamientos para el Plan Operativo Anual*, Disponible en internet: http://www.mpd.gob.ve/poan2005/line_poan_2006.pdf

MORROW, M. (1992), *Activity – Based Management,* Woodhead Faulkner, Londres.

MUÑOZ, CI. y CANO, EI. (2004), "Controlar los Costes para competir: una imperiosa necesidad en las explotaciones tabaqueras españolas". *Revista Iberoamericana de Contabilidad de Gestión,* Vol. 4, Nº 4, pp. 55-83.

MUÑOZ, C. (1995), "La Contabilidad de Gestión en las empresas de servicios" *Experiencias Empresariales en Contabilidad de Gestión,* Colección La Gestión Eficaz de los Costes, Nº II, Biblioteca Cinco Días, AECA, Madrid, pp. 27-50.

NEVADA, D. y LOPEZ, VR. (2000), "¿Cómo medir el capital intelectual de una empresa?", *Partida Doble*, Nº 115, pp. 42-53.

NORDIC INDUSTRIAL FUND (2001), *A Report from the Nordika Project: Intellectual Capital Managing and Reporting*, Disponible en internet: www.nordika.net.

OCHOA, L. (1999), "Relevancia de la Información Contable y Activos Intangibles", *Boletín AECA*, Nº 50, pp. 46-48.

PLAYER, S. y LACERDA, R. (2002), *Gerencia Basada en Actividades*, Mc Graw Hill, Bogotá Colombia.

PODMOGUILNYE, M. (2005), "La evolución del Costeo por Actividades hacia el Costeo Híbrido de los Procesos" *Revista Iberoamericana de Contabilidad de Gestión,* Vol. III, Nº 5, Madrid, p.p. 73-93.

PORTER, M. (1987), *Ventaja competitiva*. Compañía Editorial Continental, México.

PORPORATO, M. y GARCÍA, N. (2007), "Análisis de las limitaciones del Cuadro de Mando Integral: Revisión de la literatura e implicaciones para la práctica" *Revista Iberoamericana de Contabilidad de Gestión,* Vol. V, Nº 9, pp. 13-29.

PRADO, J. y GARCÍA, I. (2004), "Los indicadores de gestión en el ámbito municipal: Implantación, evolución y tendencias". *Revista Iberoamericana de Contabilidad de Gestión,* Vol. II, Nº 4, pp. 149-179.

PRIETO, MB., SANTIDRIÁN, A. y VALLADARES, HM. (2007), "El sistema ABC en el Sector Logístico Mexicano. Un análisis empírico". *Revista Iberoamericana de Contabilidad de Gestión,* Vol. V, Nº 10, pp.13-55.

PRINCIPIOS CONTABLES EN VENEZUELA, (2009), *Declaración de Principios*, disponible en internet: http://www.monografias.com/trabajos10/picon/picon.shtml?monosearch

PROYECTO MERITUM. (2002), *Directrices para la Gestión y Difusión sobre Intangibles (informe de capital intelectual),* Fundación Airtel Móvil, Madrid.

RADIO NACIONAL DE VENEZUELA, sin autor. (2008), Inicia nueva jornada de sustitución de bombillos en Cumaná, Disponible en internet: http://www.rnv.gov.ve/noticias/index.php?act=ST&f=19&t=71096&hl=&s=83f0c68cc5d43a339c15e0883748d0dc www.rnv.gov.ve/noticias/index.php?act=ST&F=4&T=43234

RAFFISH, N. y TURNEY, P.B.B. (1992), *Glossary of Activity – Based Management CAM-I,* Dallas, USA.

REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES - PERÚ. (2007), Artículo 3. Disponible en internet: http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/compendio/ds009-93.pdf

RIPOLL, V. y BALADA, T. (2001), *Manual de Costes*. Ed. Gestión 2000 S.A, Barcelona.

RIPOLL, V. y BALADA, T. (1995), "Información de Gestión para el análisis estratégico de costes", en *Implantación de Sistemas de Contabilidad y Control de Gestión*, Colección La Gestión Eficaz de los Costes, Nº 4, Biblioteca Cinco Dias, AECA, pp. 81-103.

RIVETTE, K. y KLINE, D. (2000), "Discovering new value in intellectual property", *Harvard Business Review,* Enero – Febrero, pp. 54-66.

RODRÍGUEZ, P. (1999), "El Capital Intelectual y el Modelo Intelect", *Boletín AECA*, Nº 48, pp. 66-67.

ROSANAS, J. (1994), "Costes relevantes para la Toma de Decisiones y Análisis Estratégico", *La Contabilidad de Gestión Actual: Nuevos Desarrollos*, AECA, Madrid, pp. 11-37.

ROSANAS, J. (1999), "Instrumentos de Gestión, Organizaciones Humanas y Eficacia: el caso del Cuadro de Mando". *Boletín Aeca*, Nº 49, pp.19-21.

RUIZ, M. (2001), *Gestión de la Calidad del Servicio a través de Indicadores Externos*, Madrid. Ed. Gráficas Ortega.

SÁENZ, A. (1994), *Contabilidad de Costes y Contabilidad de Gestión*, Mc Graw Hill, Bogotá.

SÁENZ, J. (2000), *La Contabilidad de Gestión en las Entidades Bancarias – Un Reto en el Siglo XXI,* Editorial AECA, Madrid.

SÁENZ, J. (2008), *Cálculo y Gestión de Costes,* ESTE, Facultad de CC. EE. y Empresariales, Universidad de Deusto, San Sebastián.

SÁENZ, J. (2009), *Control Estratégico de Gestión* – 7ª edición actualizada y revisada. ESTE, Facultad de CC. EE. y Empresariales, Universidad de Deusto, San Sebastián.

SANTOS, M. y FIDALGO, E. (2004), "Un análisis de la flexibilidad del Cuadro de Mando Integral (CMI) en su adaptación a la naturaleza de las organizaciones", *Revista Iberoamericana de Contabilidad de Gestión,* Vol. II, Nº 4, pp. 85-113.

SERVICIO NACIONAL INTEGRADO DE ADMINISTRACIÓN TRIBUTARIA. SENIAT. (2009), *Unidad Tributaria en Venezuela*, Disponible en internet: http://www.seniat.gob.ve/portal/page/portal/MANEJADOR_CONTENIDO_SENIAT/05MENU_HORIZONTAL/5.1ASISTENCIA_CONTRIBUYENTE/5.1.4INFORMACION_INTERE/5.1.4.2UNIDAD_TRIBUTARIA/5.1.4.2UNIDAD_TRIBUTARIA.pdf

SHANK, J. y GOVINDARAJAN, V. (1993), "Strategic Cost Management – The New Tool for competitive Advantage", *The Free Press*, New York, USA.

SIMMONDS, K. (1981), *The Fundamentals of Strategic Management Accounting*, ICMA, Occasional Paper Series, Londres.

SLYWOTZKY, A. (2000), "The future of commerce". *Harvard Business Review*, Enero – Febrero, pp. 39-53.

STALAHLE, P., POYHONEN, A. and STAHLE, S. (2002), "Valuing Dynamic Intellectual Capital". *Documento presentado en "The Transparent Enterprise – The Value of Intangibles*, Madrid.

SUÁREZ, MF. (2007), *KAIZEN – Filosofía de mejora continua e innovación incremental detrás de la administración por calidad total*, Panorama, México.

SUPERINTENDENCIA DE COMPAÑÍAS DEL ECUADOR. (2006), *Estados Financieros*, Disponible en internet: www.supervias.gov.ec

SUPERINTENDENCIA DE COMPAÑÍAS DEL ECUADOR. (2006), *Estados Financieros*, Disponible en internet: www.bvl.com.pe

SUPERINTENDENCIA DE PENSIONES. (2006), *Estados Financieros*, Disponible en internet: www.spvs.gov.bo

SUPERINTENDENCIA DE VALORES. (2006), *Estados Financieros*, Disponible en internet: www.supervalores.gov.co

SURENDRA, P., ZABIHOLLAH, R. and HONG, S. (2006), "Continuous Improvement: An Activity – Based Model". *Management Accounting Quarterly,* Spring, pp. 14-22.

SVEIBY, K. (1997), *The New Organizational Wealth: Managing and Measuring Knowledge – Based Assets,* Berrett – Koehler Publisher, Inc.

TARIFAS ELÉCTRICAS. (2009), *Gaceta oficial de la República Bolivariana de Venezuela Nº 37415*. Disponible en internet: http://www.cdc.fonacit.gob.ve/cgi-win/be_alex.exe?Acceso=T052100011653/0&Nombrebd=Conicit

TURNEY, P. (1991), *Common Cents: The ABC Performance Breakthrouh, Cost Technology*, Hillsboro, USA.

TURNEY, P. (1992), *Second Generation Architecture, Handbook of Cost Management,* Edition, Warren Gorham and Lamont, Boston, USA.

UNIÓN RADIO EFE, sin autor. (2008), *Fallas del servicio eléctrico en varias partes del país,* WORDPRESS.COM, Disponible en internet: http://realidadalternativa.wordpress.com/2008/09/01/fallas-de-servicio-electrico-en-varias-partes-del-pais/

URRA, J. y RÍOS, M. (2005), "Ingresos basados en actividades (IBA): Un nuevo enfoque para la Gestión de la PYME", *Revista Iberoamericana de Contabilidad de Gestión*, vol III, Nº 5 pp. 95-129.

VENELOGÍA, sin autor. (2009). *Cesta Ticket y Bonos de Alimentación*, Disponible en internet: http://www.venelogia.com/archivos/2248/ http://www.tecnoiuris.com/venezuela/podium-juridico/derecho-laboral/opinion-pago-del-cesta-ticket.html

VENEZOLANA DE TELEVISION, sin autor. (2008), *Proyecto Orinoco – Apure cuenta con 200 millones de dólares para impulsar desarrollo en diversas áreas*, Disponible en internet: http://www.vtv.gob.ve/detalle.php?s=1&id=1456

ZAPATA, L. (2008), *Colombia comenzó a exportar a 80 megavatios de energía para abastecer las regiones del oeste de Venezuela*, ASSOCIATED PRESS, Disponible en internet: http://www.terra.com.pr/noticias/articulo/html/act1426397.htm http://espanol.news.yahoo.com/s/ap/080918/latinoamerica/ams_eco_colombia_venezuela_electricidad&printer=1

ZARDOYA, AI., GUEVARA, IR, GARCIA, J. y MARZO, M. (2004), "Gestión de la calidad de los servicios sanitarios: Caso de la Autoevaluación según el EFQM", *Revista Iberoamericana de Contabilidad de*