

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA CREACIÓN
DE EMPRESAS COOPERATIVAS DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN ELÉCTRICA**

**DAVID ENRIQUE ORTIZ DIAZ
MARIA CECILIA VILLACOB PINEDA**

**CORPORACIÓN UNIVERSITARIA TECNOLÓGICA DE BOLIVAR
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARTAGENA D.T.**

1998

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA CREACIÓN
DE EMPRESAS COOPERATIVAS DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN ELÉCTRICA**

**DAVID ENRIQUE ORTIZ DIAZ
MARIA CECILIA VILLACOB PINEDA**

**Proyecto del Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al
título de Ingenieros Electricistas**

**Director
ENRIQUE VANEGAS
Ingeniero Electricista**

**CORPORACIÓN UNIVERSITARIA TECNOLÓGICA DE BOLIVAR
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARTAGENA D.T.**

1998

Cartagena, Octubre 9 de 1998

Señores

COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADOS

FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CORPORACIÓN UNIVERSITARIA TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

Ciudad

Estimados señores :

Atentamente nos dirigimos a ustedes para hacer entrega y poner a su consideración, estudio y aprobación el Trabajo de Grado titulado **“ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA CREACIÓN DE EMPRESAS COOPERATIVAS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN ELÉCTRICA”**, como requisito para optar el título de Ingenieros Electricistas.

Cordialmente,

MARIA C. VILLACOB PINEDA

Cód 9202526

Cartagena, Octubre 9 de 1998

DAVID E. ORTIZ DIAZ

Cód 9202048

Señores

COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADOS

FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CORPORACIÓN UNIVERSITARIA TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

Ciudad

Estimados señores :

Como director del Trabajo de grado titulado **“ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA CREACIÓN DE EMPRESAS COOPERATIVAS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN ELÉCTRICA”**, realizado por los estudiantes **Maria Cecilia Villacob y David Ortiz Díaz**, hago presentación formal de dicha tesis.

Cordialmente,

ING. ENRIQUE VANEGAS

Director

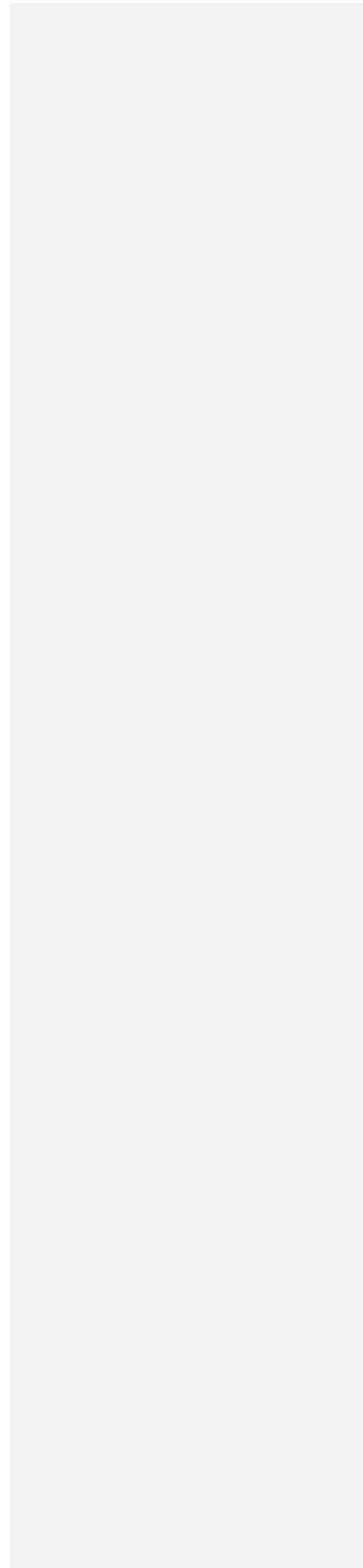
Nota de Aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Cartagena de Indias D.T y C., Octubre 9 de 1998.



Artículo 105. *La Corporación Universitaria Tecnológica de Bolívar, se reserva el derecho de propiedad intelectual de todos los Trabajos de Grado aprobados, los cuales no pueden ser explotados comercialmente sin su autorización.*

TITULO :

“ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA CREACIÓN DE EMPRESAS COOPERATIVAS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN ELÉCTRICA”

AUTORES :

MARIA CECILIA VILLACOB PINEDA Y DAVID ENRIQUE ORTIZ DIAZ

DESCRIPCIÓN :

La prestación de los servicios públicos, en especial el de la energía eléctrica en las zonas rurales, cumple ante todo con una función social en beneficio del hombre del agro y por consiguiente el estado tiene la obligación de seguir impulsándola, tal como lo establece el artículo 365 de la C.N., por ser pieza fundamental para el desarrollo y contribuir a lograr el bienestar económico, social y político del país. La prestación de servicio en estas regiones plantea un dilema, pues por una parte, la dispersión de los usuarios y sus bajos niveles de consumo y por otra los altos costos de inversión, financiamiento, operación y mantenimiento del sistema y comercialización del servicio, la hacen poco atractiva financieramente, en la mayoría de los casos, mientras que su alto potencial de beneficios por su uso productivo a nivel residencial, comunal, regional y nacional la hacen económicamente importante de considerar.

La Ley Eléctrica y la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, definen un nuevo marco regulatorio para el sector eléctrico, estableciendo reformas en la gestión de las empresas eléctricas, con el fin de que sean manejadas con base en principios administrativos eficaces y eficientes, tendientes a cumplir con los objetivos sectoriales, además de su autonomía para que puedan ser constituidas o transformadas en sociedades accionarias. Por lo anterior, se hace necesario que se miren con esta óptica, las estrategias de conformación , planificación y programación de estas empresas en las zonas rurales del país.

METODOLOGÍA :

El estudio abarca en primera instancia un análisis del sistema actual, con el fin de conocer las condiciones técnicas y de operación existentes, así como el mercado, sus características y necesidades. Esto incluye un análisis de pérdidas y tipos de usuarios.

La expansión del sistema se estima acorde a su proyección de demanda, teniendo en cuenta diversos parámetros como el uso de la tierra y la situación turística y comercial de la zona. A partir de lo anterior se determinan las condiciones y cambios requeridos en la configuración del sistema para servir las necesidades de los usuarios.

Para una óptima prestación del servicio y responder adecuadamente a las expectativas de expansión de la red, se prevé una estructura funcional y de operación que permita cumplir con los objetivos de la empresa.

Se realiza una evaluación de las opciones de desarrollo teniendo en cuenta la infraestructura a realizar (subtransmisión, distribución, servicio, mantenimiento y acceso al servicio) y los costos requeridos para una eficiente prestación del servicio. Al efecto se incluye un análisis tarifario y de costos de operación.

Se analizan los criterios de factibilidad de la empresa, identificando sus principales indicadores y suponiendo cambios en los principales parámetros del proyecto, se determina como afectan sus eventuales variaciones.

RESULTADOS :

La regulación actual vigente en el sector eléctrico hace que el panorama de viabilidad de una empresa este condicionado, de la mano con el desarrollo socioeconómico de la región, a requisitos técnicos, operativos y administrativos que se relacionan estrechamente con el cubrimiento de costos eficientes de la empresa prestadora de servicio.

Así, para la empresa comercializadora, se debe tener en cuenta principalmente la estructura funcional de la empresa en relación a los costos que esta sugiera y al número de cuentas a

atender, de tal manera que éstos no sobrepasen el costo de eficiencia relativa, definido por el promedio de costos del total de empresas a nivel nacional.

Los criterios de viabilidad de la empresa distribuidora están inmersos en el objetivo principal que propone la metodología utilizada en el cálculo de los cargos por uso de STR y/o SDL, el cual es, el de garantizar que se mantengan los niveles de eficiencia y calidad en el servicio requeridos (pérdidas de energía y regulación), además de que las inversiones que se realicen estén soportadas o acordes con el aumento de la demanda a atender por esa infraestructura, de forma tal que se presente así una expansión económica del sistema sin causar sobrecostos en la tarifa del usuario.

TRABAJO DE GRADO PROGRAMA DE INGENIERÍA ELECTRICA

DIRECTOR : ING. ENRIQUE VANEGAS

AGRADECIMIENTO

A la **Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, CORELCA**, que como primera empresa del sector eléctrico en la Costa Atlántica, planea el proceso de expansión y optimización del sistema eléctrico y esta orientando esfuerzos a proyectos cuyos objetivos son generar las soluciones técnico-económicas viables que permitan que el sector mejore sus índices de eficiencia, operación y calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en la Costa.

Bajo éste propósito, la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, **CORELCA**, decidió asignar la presente investigación piloto. Durante el desarrollo de esta investigación se contó con todo el apoyo necesario.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a :

La Empresa **ELECTRIFICADORA DE BOLIVAR S.A E.S.P.** ; por su valiosa colaboración en todos sus departamentos donde fue requerido su aporte.

JULIO VILLADIEGO, I.E., I.S . Por la incansable colaboración en la orientación metodológica y en el proceso de análisis e interpretación de resultados.

LUIS FELIPE DE LA OSSA, I.E., Por su valiosa colaboración y aportes.

CARLOS DIAGO ABELLO I.E. Subdirector Técnico CORELCA y **MIGUEL MURGAS NÚÑEZ**, Economista Subdirector Subsidiarias CORELCA, quienes por su visión y capacidad de proyección logran estrechar los vínculos Empresa - Universidad en miras de identificar soluciones a los actuales problemas del sector eléctrico.

ENRIQUE VANEGAS I.E. Director de este proyecto, por sus valiosas orientaciones.

BERENA VILLACOB, quién nos presentó esta oportunidad y confió en nuestras capacidades.

Todas aquellas personas que en una u otra forma colaboraron en la realización del presente proyecto.

Todas las personas que confiaron en nosotros.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	
1. ANÁLISIS DEL SISTEMA ACTUAL	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 LEVANTAMIENTO	4
1.3. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN	5
1.4. DESCRIPCIÓN Y REQUERIMIENTOS DEL SOFTWARE	6
1.4.1 Descripción	6
1.4.2 Requerimientos	7
1.4.2.1 Métodos de asignación de carga a transformadores	7
1.4.2.2 Lecturas históricas del alimentador	10
1.5. CORRIDA DE FLUJO	12
1.5.1 Factores de convergencia	12
1.5.2 Estrategias de corrida de flujo	13
1.5.3 Flujo preliminar	13
1.5.4 Facturación	14
1.5.5 Flujo complementario	17
1.6. PÉRDIDAS DE ENERGÍA	18
1.6.1 Pérdidas técnicas	18
1.6.1.1 Transformadores	18
1.6.1.2 Circuitos Secundarios	19

1.6.1.3 Circuitos Primarios	20
1.6.2 Pérdidas no técnicas	21
1.6.3 Resumen	24
1.7. PROYECCIÓN DE DEMANDA	25
1.8. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	27
1.8.1 Fuentes y manejo de la información	27
1.8.2 Reglamentación técnica	28
1.8.3 Proyección y expansión	29
2. PROYECCIÓN DE DEMANDA	32
2.1 MODELOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	32
2.2 APLICACIÓN DEL MODELO DE PROYECCIÓN	34
2.2.1 Áreas de manejo	35
2.2.2 Asentamientos existentes	38
2.2.3 Proyectos en la zona	39
2.3 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA	41
2.4 CRECIMIENTO DE USUARIOS	43
3. RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA	46
3.1 ANTECEDENTES	46
3.2 PARÁMETROS DE CONFIGURACIÓN	47
3.3 PARÁMETROS TÉCNICOS	48
3.4 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SISTEMA	52
4. ESTRUCTURA FUNCIONAL Y DE OPERACIÓN	54

4.1 CENTRALIZACIÓN / DESCENTRALIZACIÓN GEOGRÁFICA	55
4.2 DEFINICIÓN DE OBJETIVOS DE LA EMPRESA	56
4.3 ORGANIZACIÓN	57
4.3.1 Operación de medición	57
4.3.2 Operación Comercial y de Servicios	58
4.3.3 Operación de Ingeniería	59
4.3.4 Operación de Operación y Mantenimiento	60
4.3.5 Operación Centro de Control	61
5. ANÁLISIS TARIFARIO	62
5.1 DEFINICIONES	62
5.2 FÓRMULA TARIFARIA	64
5.2.1 Objetivos de la fórmula	65
5.2.2 Fórmula general de costos	65
5.2.3 Desarrollo de la fórmula	67
5.2.3.1 Las constantes	67
5.2.3.2 Las constantes para un año	67
5.2.3.3 Las actualizaciones mensuales	68
5.3 CONSIDERACIONES GENERALES	71
5.4 CARGO POR USO STR Y/O SDL	72
5.4.1 Principios generales	72
5.4.2 Cálculo de los cargos	74
5.5 COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN	82
5.5.1 Cálculo de costos	83

5.5.2 Proyección del Costo Base de Comercialización	87
5.6 PRECISIONES Y OBSERVACIONES	88
6. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	92
6.1 PARÁMETROS DE COMERCIALIZACIÓN	92
6.1.1 Densidad o dispersión de facturas	92
6.1.2 Escala o número de facturas	93
6.1.3 Nivel de productividad	94
6.2 PARÁMETROS DE DISTRIBUCIÓN	96
6.2.1 Demanda, energía requerida o disponible	96
6.2.2 Inversión, infraestructura a realizar	96
6.3 ANÁLISIS DE LA ZONA NOR-ORIENTAL	98
CONCLUSIONES	101
RECOMENDACIONES	104
BIBLIOGRAFÍA	

LISTA DE CUADROS

	Pág
Cuadro 1. Codificación de la información del alimentador	5
Cuadro 2. Características de conductores utilizados	6
Cuadro 3. Factor de potencia según época del año	11
Cuadro 4. Consumo en el alimentador Bayunca 3 para el año 1997	11
Cuadro 5. Potencia promedio según época del año	13
Cuadro 6. Cargabilidad de transformadores en poblaciones	15
Cuadro 7. Resumen de porcentajes de carga en transformadores de poblaciones	16
Cuadro 8. Pérdidas físicas en circuitos secundarios	20
Cuadro 9. Factores de carga según época del año	21
Cuadro 10. Comportamiento histórico del consumo, ciclos 41 y 42	23
Cuadro 11. Pérdidas de energía globales en el alimentador Bayunca 3	25
Cuadro 12. Proyectos a corto plazo	26
Cuadro 13. Resumen de pérdidas de energía y regulación	29
Cuadro 14. Intensidad de desarrollo y áreas netas	36
Cuadro 15. Factores de utilización para áreas de manejo	36
Cuadro 16. Cálculos de demanda tipos según utilización	37
Cuadro 17. Carga proyectada para áreas no pobladas	38
Cuadro 18. Demanda proyectada para asentamientos existentes	39
Cuadro 19. Cálculo de cargas de algunos proyectos a realizar en la zona	40

Cuadro 20. Características de proyectos en la zona	42
Cuadro 21. Proyección de números de usuarios	45
Cuadro 22. Parámetros técnicos para diseño de alimentadores	51
Cuadro 23. Parámetros técnicos de alimentadores propuestos	52
Cuadro 24. Descripción de la inversión a realizar [M\$ de Dic / 96]	77
Cuadro 25. Costos propios de cada nivel [M\$ de Dic / 96]	78
Cuadro 26. Costos anuales de capital y A.O.M. propios de cada nivel [M\$ de Dic / 96]	78
Cuadro 27. Flujos de energía anual, niveles IV y III	80
Cuadro 28. Flujos de energía anual, niveles II y I	80
Cuadro 29. Matriz de flujos útiles	80
Cuadro 30. Relaciones de flujos	80
Cuadro 31. Costos acumulados por nivel de tensión	81
Cuadro 32. Costos acumulados y cargos por uso STR y/o SDL [M\$ de Dic / 96]	81
Cuadro 33. Cargo por uso de STR y/o SDL proyectado en función de la energía vendida	82
Cuadro 34. Cálculo tipo de prestaciones	87
Cuadro 35. Costos de comercialización [\$ de Feb / 98]	87
Cuadro 36. Porcentajes reconocidos por la fórmula de cargos por uso de STR y/o SDL	97

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Crecimiento histórico de usuarios	44
Figura 2. Organigrama funcional de la empresa Distribuidora-Comercializadora	55
Figura 3. Descripción de la inversión a realizar [M\$ de Dic de 1996]	76
Figura 4. Modelaje de la red y balance de energía	79
Figura 5. Descripción general de la operación comercialización	84
Figura 6. Descripción general de la operación áreas de apoyo	85
Figura 7. Estructura funcional de comercialización	

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Información de levantamiento del alimentador Bayunca 3	107
Anexo B. Gráfica de corriente Vs tiempo en el alimentador Bayunca 3	118
Anexo C. Resultados de flujos preliminares	120
Anexo D. Aplicación de factores de carga a transformadores del sistema	132
Anexo E. Resultados de flujos con el método de asignación de cargas TLM	136
Anexo F. Resultados de flujos con proyección de la demanda a corto plazo	139
Anexo G. Escenarios de proyección de la demanda (2.001 - 2.010)	145
Anexo H. Ubicación de proyectos y asentamientos existentes	152
Anexo J. Reconfiguración del sistema de distribución zona norte	153
Anexo K. Costos por actividad de comercialización	154
Anexo L. Proyección del costo de comercialización	158

RESUMEN ANALÍTICO

El objetivo principal de este proyecto de grado es realizar un estudio a nivel técnico y económico del sistema eléctrico en la zona seleccionada, con el propósito de definir su viabilidad para convertirse en empresa Cooperativa de Distribución y Comercialización Eléctrica.

El estudio abarca en primera instancia un análisis del sistema actual, con el fin de conocer las condiciones técnicas y de operación existentes, así como el mercado, sus características y necesidades. Esto incluye un análisis de pérdidas y tipos de usuarios.

La expansión del sistema se estima acorde a su proyección de demanda, teniendo en cuenta diversos parámetros como el uso de la tierra y la situación turística y comercial de la zona. A partir de lo anterior se determinan las condiciones y cambios requeridos en la configuración del sistema para servir las necesidades de los usuarios.

Para una óptima prestación del servicio y responder adecuadamente a las expectativas de expansión de la red, se prevé una estructura funcional y de operación que permita cumplir con los objetivos de la empresa.

Se realiza una evaluación de las opciones de desarrollo teniendo en cuenta la infraestructura a realizar (subtransmisión, distribución, servicio, mantenimiento y acceso al servicio) y los costos requeridos para una eficiente prestación del servicio. Al efecto se incluye un análisis tarifario y de costos de operación.

Se analizan los criterios de factibilidad de la empresa, identificando sus principales indicadores y suponiendo cambios en los principales parámetros del proyecto, se determina como afectan sus eventuales variaciones.

INTRODUCCIÓN

Para responder con eficacia al nuevo esquema económico del país, el sector eléctrico colombiano se vio en la necesidad de modernizarse abriendo sus puertas a la libre competencia y a la participación privada.

Las leyes de Servicios Públicos Domiciliarios (142) y Eléctrica (143), de 1994, dieron las bases para la reestructuración del sector y crearon el marco para el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, cuya reglamentación fue desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, entidad creada por las mismas leyes para tal efecto.

La prestación de los servicios públicos, en especial el de la energía eléctrica en las zonas rurales, cumple ante todo con una función social en beneficio del hombre del agro y por consiguiente el estado tiene la obligación de impulsarla, tal como lo establece el artículo 365 de la C.N., por ser pieza fundamental para el desarrollo y contribuir a lograr el bienestar económico, social y político del país. La prestación de servicio en estas regiones plantea un dilema, pues por una parte, la dispersión de los usuarios y sus bajos niveles de consumo y por otra los altos costos de inversión, financiamiento, operación y mantenimiento del sistema y comercialización del servicio, la hacen poco atractiva financieramente, en la mayoría de los casos, mientras que su alto potencial de beneficios por su uso productivo a nivel residencial, comunal, regional y nacional la hacen económicamente importante de considerar.

Las Leyes antes mencionadas, definen un nuevo marco regulatorio para el sector eléctrico, estableciendo la protección de los derechos de los usuarios, la racionalización del régimen tarifario, la administración eficaz de subsidios y la apertura al sector privado para fortalecer la competencia. También plantea la prestación eficiente en términos económicos del servicio de energía. Por último establece reformas en la gestión de las empresas eléctricas, con el fin de que sean manejadas con base en principios administrativos eficaces y eficientes, tendientes a cumplir con los objetivos sectoriales, además de su autonomía para que puedan ser constituidas o transformadas en sociedades accionarias.

Por lo anterior, se hace necesario que se miren con esta óptica, las estrategias de conformación , planificación y programación de estas empresas en las zonas rurales del país.

El proyecto propuesto por este estudio sugiere implantar la gestión privada a través de la creación de una empresa de Comercialización y Distribución Eléctrica basándola en los usuarios, trabajadores, autoridades e inversionistas locales en aquellas regiones donde sea factible, como solución a los problemas técnicos y administrativos que actualmente padece la distribución eléctrica en la Costa Atlántica. Estas empresas comercializadoras pueden crearse conforme a lo dispuesto en la ley 142 de 1994 en sus artículos 15 y 20 que determinan que pueden prestar los servicios públicos en los municipios menores, en zonas rurales y en áreas o zonas urbanas específicas, las organizaciones constituidas por medio de documento privado, que cumplan con las estipulaciones del artículo 110 del Código de Comercio, en lo pertinente.

El estudio se realiza en la zona de influencia del alimentador Bayunca 3, correspondiente al norte del departamento de Bolívar, abarcando las poblaciones de Bayunca, Pontezuela, Punta Canoa, Tierra baja, Puerto Rey, Arroyo de Piedra y las Canoas. La selección de la zona de estudio es el resultado de la identificación de regiones promisorias en la Costa Atlántica, las cuales poseen en principio un potencial importante para el desarrollo de éste tipo de empresa.

La aplicación del modelo cooperativo en materia de electrificación rural, se inicia al mismo tiempo en que la electricidad se torna en uno de los factores esenciales para el desarrollo económico de nuestros pueblos. Hay referencias de organizaciones de pequeñas cooperativas en diversos países en los cuales el modelo ha funcionado por alrededor de 50 años. Y en determinados países esta modalidad se ha ajustado a los avances tecnológicos y políticos. El sistema Cooperativo conlleva al desarrollo de la región, desempeñando funciones positivas para la recuperación de los costos como son : utilizar la energía como valor agregado en la producción local y dar un mejor poder adquisitivo a mas habitantes usuarios del servicio eléctrico.

La finalidad de este estudio es establecer los parámetros de factibilidad de una futura empresa, la cual pueda hacerse cargo de llevar electricidad a los usuarios de manera eficiente segura y económica ; así como también ser un prototipo de trabajo por medio del cual se puedan realizar estudios similares en zonas diferentes.

El cuerpo del trabajo contiene una recopilación de información que actualmente se encuentra muy dispersa y que aunque sea de público acceso, solo tratan y manejan aquellas

personas que están relacionadas con el medio y sus actividades. Esto, unido a la utilización de una estructura metodológica objetiva, convierte este estudio en una guía o compendio bibliográfico que tiene en cuenta dos públicos principales como son : Estudiantes y profesionales de la Ingeniería Eléctrica.

1. ANÁLISIS DEL SISTEMA ACTUAL

1.1 ANTECEDENTES

La distribución eléctrica de la Costa Atlántica padece de problemas técnicos y administrativos que dan como resultado pérdidas del orden del 25% de la energía suministrada y una gran cartera de cuentas por cobrar. Esta situación ha llevado a considerar varias opciones de mejoramiento, como sistemas de incentivos por productividad, así como la entrega a operadores privados de distribución eléctrica. Otra opción es la de implantar la gestión privada pero basándola en los usuarios, trabajadores, autoridades e inversionistas locales en aquellas regiones donde sea factible.

La empresa electrificadora prestadora de servicios en el área rural es quien, en definitiva, juega un papel preponderante para el éxito de los proyectos de electrificación. Al efecto en estas regiones, las electrificadoras no están desarrollando estrategias que se traduzcan en una gestión adecuada que asegure la continuidad y la confiabilidad del servicio. Existen zonas en donde estas empresas no logran efectuar gestión alguna para mejorar el servicio tal como se presenta en algunas poblaciones del norte de Bolívar. La poca asistencia en estas áreas ocasiona la falta de interés en los usuarios para cancelar la factura por concepto de energía lo cual afecta el nivel general de los recaudos en cada una de las electrificadoras de la costa. Estas muestran en los primeros 5 meses de 1997 un porcentaje de recaudo de solo el 78.7 %, situación que no les permite invertir oportuna y adecuadamente en proyectos para mejorar el servicio y realizar los mantenimientos requeridos. Además la

falta de presencia en estas zonas ha generado un alto nivel en las pérdidas de energía, por falta de control en la conexión de los usuarios, la ausencia de medidores, los escasos mantenimientos y el mal estado de la red de distribución. El índice de pérdidas en el período de enero a mayo de 1997 es del 28%.

Los programas de inversión social contemplados en los planes de desarrollo de los últimos gobiernos han estado direccionados a llevar energía eléctrica a todos los rincones del país originando la ampliación de la cobertura de éste servicio sin crear la infraestructura necesaria para la atención de estas regiones, ocasionando en las empresas prestadoras de servicio un deterioro de su gestión empresarial.

CORELCA , implantando la inversión privada y tomando como base el éxito en el desarrollo e implementación de organizaciones participativas de amplia base (Cooperativas) en otros países, ve posible, teniendo como base este estudio; la creación de una empresa cooperativa de distribución y comercialización eléctrica en la zona seleccionada, la cual puedan hacerse cargo de llevar electricidad a los usuarios de manera eficiente segura y económica.

Estas empresas comercializadoras pueden crearse conforme a lo dispuesto en la ley 142 de 1994 en sus artículos 15 y 20 que determinan que pueden prestar los servicios públicos en los municipios menores, en zonas rurales y en áreas o zonas urbanas específicas, las organizaciones constituidas por medio de documento privado, que cumplan con las estipulaciones del artículo 110 del Código de Comercio, en lo pertinente.

Es importante llevar a cabo un estudio de viabilidad técnico económico con el cual se obtendrán las bases o soportes de donde se partirá para continuar con las etapas posteriores (factibilidad financiera y participativa e implementación), logrando obtener los parámetros necesarios para un diagnóstico acertado basado en cifras reales y conocimiento cuantitativo del sistema. La proyección de esta investigación conlleva necesariamente a definirse como un prototipo de trabajo que será guía de próximos proyectos que se realicen en diferentes zonas.

Enmarcados en nuestro objetivo general, al querer establecer los parámetros de factibilidad de la creación de una empresa distribuidora y comercializadora, se hace necesario analizar y evaluar el estado actual del sistema, tendiendo a establecer básicamente aspectos como :

- Valores nominales de líneas, transformadores, protecciones, etc .
- Estado físico, cargabilidad, tiempo de servicio y pérdidas.
- Los tipos de usuarios, así como sus características y necesidades.
- El cumplimiento de parámetros regulatorios de distribución que incluyen nivel de pérdidas de energía y regulación de voltaje.
- Parámetros de prestación y acceso al servicio.
- Posibilidades de expansión.

Comentario [DEOD1]:

1.2 LEVANTAMIENTO

En esta etapa se recopila toda la información del alimentador definida básicamente por el tipo de análisis a realizar y la utilización del software de aplicación SPARD propiedad de ELECTRIBOL.

La utilización y requerimientos del software define tanto la forma como el tipo de información a recolectar, para mas tarde ser procesada.

El primer tipo de información son los datos de campo, que definen el aspecto físico del alimentador y características eléctricas de los elementos que lo componen. Los aspectos mas importantes a tener en cuenta son :

- Tipo de estructuras.
- Calibres de conductor.
- Longitudes entre nodos.
- Características de transformadores, condensadores y reguladores, fases a las que están conectados y capacidades nominales.

Como resultado de la discriminación de variables a utilizar se definió un formato de captura de datos. En el anexo A, se presenta el formato definido y la información de campo total recolectada, la cual se divide en tramos del alimentador. También se incluye un inventario de conductores y transformadores.

Debido a el tipo de análisis a realizar es necesario recopilar una información complementaria que corresponde principalmente a los tipos de usuarios y/o tipos de utilización de la energía eléctrica y características geográficas de la zona.

1.3 PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

La información recopilada es alimentada al software SPARD y depurada de tal manera que coincidan los reportes de éste con los datos reales obtenidos.

Se utiliza una nomenclatura nemotécnica para procesar los datos, teniendo en cuenta las zonas que alimenta cada circuito o ramal. Esto facilita el reconocimiento y análisis de los reportes arrojados.

En el cuadro 1 se indica la codificación empleada en el procesamiento de la información en el software SPARD. Y en el cuadro 2 se muestra la lista de conductores utilizados.

Cuadro 1. Codificación de la información del alimentador

Tramos	Nodos	Trafos.	Secciones
Bayunca	x B	x B	x
Bayunca / Pontezuela	x BY	x BY	x
Pontezuela / La Y	x PY	x PY	x
La Y / Punta Canoa	x YPC	x YPC	x
La Y / Entrada Manzanillo	x YT	x YT	x
A Manzanillo	x TM	x TM	x
A Tierra Baja y Puerto Rey	x TP	x TP	x
La Y / Arroyo de Piedra	x YA	x YA	x

* La "x" representa un número consecutivo.

Cuadro 2. Características de conductores utilizados

Codigo	Calibre AWG	Material	Capacidad A	Resistencia * Ohm/Km	Diametro cm	R.m.g cm
4/0C	4/0	CU	480	0,18487	1,32588	0,48128
3/0C	3/0	CU	420	0,23307	1,17856	0,42794
2/0C	2/0	CU	360	0,29347	1,05156	0,38161
1/0C	1/0	CU	310	0,37035	0,93472	0,33924
1C	#1	CU	270	0,43014	0,83312	0,30236
2C	#2	CU	230	0,58816	0,74168	0,26914
3C	#3	CU	200	0,74192	0,66040	0,23988
4C	#4	CU	180	0,92617	0,64516	0,21854
6C	#6	CU	130	1,47041	0,51054	0,17313
4/0A	4/0	AAAC	390	0,35674	0,44171	0,48343
3/0A	3/0	AAAC	340	0,44966	0,39319	0,42903
2/0A	2/0	AAAC	295	0,56669	0,35027	0,38075
1/0A	1/0	AAAC	255	0,71403	0,31191	0,33791
1A	#1	AAAC	0	0,90055	0,27762	0,30389
2A	#2	AAAC	190	1,13606	0,24740	0,26970
3A	#3	AAAC	0	1,43258	0,22022	0,23935
4A	#4	AAAC	140	1,80598	0,19609	0,21242
6A	#6	AAAC	105	2,87309	0,15545	0,16954

* Los valores de resistencias se dan a 50 °C y 60 Hz

1.4 DESCRIPCIÓN Y REQUERIMIENTOS DEL SOFTWARE

1.4.1 Descripción. *SPARD*, es un sistema para la administración, planeamiento, operación y diseño de sistemas de distribución de energía eléctrica.

El algoritmo de flujo de carga de *SPARD* es especial para cargas radiales. Recorre la red desde los extremos hasta el punto de alimentación para así asignar cargas acumuladas en los nodos. La carga acumulada en el nodo es igual a la suma de todas las cargas que fluyen por la sección terminada en él, mas las pérdidas de todas las secciones alimentadas desde allí. Calcula voltajes recorriendo el circuito desde el punto de alimentación hasta los

extremos. Utiliza como criterio de convergencia la variación de las pérdidas del circuito entre iteración e iteración. Para el cálculo de las pérdidas se suponen inicialmente los voltajes en 1 p.u.

Una componente importante de SPARD es la opción de asignar cargas especiales las cuales simulan una carga en el nodo diferente de la del transformador o del condensador. Este valor es muy usado cuando se concentran cargas de alimentadores rurales en un nodo o cuando concentramos la carga de una fábrica en el mismo. Cuando se hace un análisis de flujo de carga, esta carga será tomada como plena, es decir, no será afectado por ningún factor.

1.4.2 Requerimientos. Para la corrida de flujo se tuvieron en cuenta los requerimientos del software para el efecto, los cuales se enuncian a continuación :

1.4.2.1 Métodos de asignación de carga a transformadores. Para la corrida de los flujos de carga se hace necesario seleccionar un método de asignación de carga a transformadores, el cual determina un tipo de cálculo a realizar. Se utilizan tres métodos de asignación de carga a transformadores :

- Método de factor de demanda. Para esta opción se asigna un factor de demanda para aplicar a la carga. El cálculo es el siguiente :

$$P = KVA_{NOMINAL} \cos \phi F_{DEM} - P_G + KVA_{ESPECIAL} \cos \phi \quad (1.1)$$

$$Q = KVA_{NOMINAL} \text{ sen } \phi F_{DEM} - Q_G + KVA_{ESPECIAL} \text{ sen } \phi - Q_{COND} \quad (1.2)$$

Donde :

$KVA_{NOMINAL}$: Capacidad nominal del transformador.

$KVA_{ESPECIAL}$: Carga especial colocada en el nodo.

P_G : Potencia activa generada en el nodo.

Q_G : Potencia reactiva generada en el nodo.

Q_{COND} : Capacidad del condensador instalado en el nodo.

$\text{cos } \phi$: Factor de potencia.

F_{DEM} : Factor de demanda.

P y Q : Potencia activa y reactiva calculada en el nodo.

Se observa que el factor de demanda es aplicado únicamente a la carga del transformador, los demás valores se toman como constantes. El factor de potencia se toma de acuerdo a la relación Q/P de las lecturas del circuito en la subestación.

- Método de factor de demanda calculado descontando pérdidas. En esta opción el flujo de carga calcula el factor de demanda con base en la capacidad instalada y las lecturas del circuito en la subestación.

$$F_{DEM1} = \frac{P_{LEIDO} - \sum P_{LOSS} - \sum KVA_{ESP} \text{ cos } \phi + \sum P_G}{\sum KVA_{NOM} \text{ cos } \phi} \quad (1.3)$$

$$F_{DEM2} = \frac{Q_{LEIDO} - \sum Q_{LOSS} - \sum KVA_{ESP} \text{ sin } \phi + \sum Q_G + \sum Q_{COND}}{\sum KVA_{NOM} \text{ sin } \phi} \quad (1.4)$$

$$P = KVA_{NOMINAL} \text{ cos } \phi F_{DEM1} - P_G + KVA_{ESPECIAL} \text{ cos } \phi \quad (1.5)$$

$$Q = KVA_{NOMINAL} \text{ sen } \phi F_{DEM2} - Q_G + KVA_{ESPECIAL} \text{ sen } \phi - Q_{COND} \quad (1.6)$$

Donde :

F_{DEMI} : Factor de demanda con respecto a la lectura de potencia activa.

F_{DEM2} : Factor de demanda con respecto a la lectura de potencia reactiva.

- Método de cargas TLM. El software incluye un programa de manejo de cargas de transformadores TLM para calcular la potencia pico de un transformador de distribución en un período en función del consumo facturado en ese mismo período. Para esto se deben crear unas categorías de consumo de los usuarios.

El programa calcula una ecuación tipo introduciendo los parámetros A y B :

$$KWh_{PICO} = A e^{B \cdot KWh} \quad (1.7)$$

Esta potencia pico calculada se le asigna a cada transformador, pero tiene presente la no coincidencia de las cargas utilizando un factor de coincidencia calculado con las medidas en la subestación y la suma de las cargas TLM.

$$P = P_{TLM} F_{COINP} - P_G + KVA_{ESPECIAL} \text{ cos } \phi \quad (1.8)$$

$$Q = Q_{TLM} F_{COINQ} - Q_G + KVA_{ESPECIAL} \text{ sen } \phi - Q_{COND} \quad (1.9)$$

Donde :

P_{TLM} = Carga activa en el nodo calculada por el TLM

Q_{TLM} = Carga reactiva en el nodo calculada por el TLM

F_{COINP} = Factor de coincidencia para la carga activa

F_{COINQ} = Factor de coincidencia para la carga reactiva

Los factores de coincidencia están dados según la fórmula :

$$F_{\text{COINP}} = \frac{P_{\text{Leido}} - \sum P_{\text{Loos}}}{\sum P_{\text{TLM}}} \quad (1.10)$$

$$F_{\text{COINQ}} = \frac{Q_{\text{Leido}} - \sum Q_{\text{Loos}} - \sum Q_{\text{Cond}}}{\sum Q_{\text{TLM}}} \quad (1.11)$$

1.4.2.2 Lecturas históricas del Alimentador . El software utiliza la lectura de la subestación para prorratear esta carga a través de los transformadores según el método de asignación de carga seleccionado.

La información histórica del alimentador corresponde a la obtenida a través de los ciclos de facturación y las lecturas en la subestación Bayunca, la cual cuenta con un contador de energía activa, sin embargo carece de uno de reactiva.

Al no tener la lectura de energía reactiva se podría calcular aproximadamente un F.P. promedio para el alimentador utilizando las lecturas de potencia activa y corriente en la subestación, como se muestra en el cuadro 3 :

$$F.P. = \frac{P}{S} = \frac{\text{KWh} \times 1.000}{720 \times \sqrt{3} \times V \times I} \quad (1.12)$$

Utilizando una potencia y corriente promedio de los meses tipos tenemos :

Cuadro 3. Factor de potencia según época del año

Parámetro	Meses normales	Meses de temporada
I prom (A)	50,156	57,097
Lectura (KWh)	755.780	894.240
F.P.	0,876	0,910

Sin embargo, se puede promediar para fines prácticos un F.P. = 0,9

Los anteriores datos de lecturas corresponden a un estudio estadístico de la información. Se tomaron dos meses muestra teniendo en cuenta dos épocas que se resaltan drásticamente en la zona, como son: la época de los meses Agosto a Octubre y Febrero a Mayo, la cual muestra un comportamiento normal de las cargas, y la época de los meses de temporada de Noviembre a Enero, Junio y parte de Julio. Esto se puede observar en el cuadro 4 donde se muestra el consumo/mes aproximado en el año 1997, para el alimentador Bayunca 3.

Cuadro 4. Consumo del alimentador Bayunca 3 en el año 1997

Meses	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
MVA	1,4	1,1	1,1	1,15	1,2	1,25	1,2	1,1	1,1	1,1	1,2	1,3

De lo que resulta un promedio de 1,183 MVA/mes en el año 1997. Si tomamos las lecturas del contador para los meses Julio y agosto de 1997 tenemos :

01/07/97 a las 00 :00 horas = 9.094,6
→ 165,3
01/08/97 a las 00 :00 horas = 9.259,9
→ 163,3
01/09/97 a las 00 :00 horas = 9.423,2

Tomando el promedio mensual de éstos meses tenemos un consumo de 164,3. Se utiliza una constante para el contador igual a 4.600, correspondiente a los transformadores de medida : TP = 13800/120 y TC = 200/5.

$$\text{MVA/mes} = \frac{164,3 \times 4.600}{720 \text{ horas} \times 0,9 \times 1.000} = 1,17 \quad [\text{meses normales}]$$

Sin embargo, las lecturas de los meses de Junio/97 y Enero/98 alcanzan un promedio de :

$$\text{MVA/mes} = \frac{190,2 \times 4.600}{720 \text{ horas} \times 0,9 \times 1.000} = 1,35 \quad [\text{meses de temporada}]$$

Dentro de la discriminación anterior se incluye también unos días tipo *día de semana* y unos días tipo *fin de semana*. Como resultado se obtuvieron gráficas de I (A) contra T (horas) en la subestación, que se estiman representativas del consumo en el alimentador. Ver Anexo B.

1.5 CORRIDA DE FLUJO

1.5.1 Factores de convergencia. Como factores de convergencia se utilizan la energía y corriente leída en la subestación y la información de facturación a todo lo largo del circuito, haciendo coincidir la corriente y las lecturas de la subestación con los resultados del reporte del software.

1.5.2 Estrategia de corrida de flujo. Se utilizan los métodos de asignación de carga descritos anteriormente. Los flujos de carga tipo se corren teniendo en cuenta las lecturas en la subestación : Una correspondiente a la media (promedio potencias medias) y otra al pico del consumo (promedio potencias pico), a lo largo de todo el año; considerando una proporción de los meses normales a los de temporada de cuatro a ocho, con lo cual se halla una media ponderada de los resultados y se establecen con mas certeza las pérdidas de energía anual en el alimentador. En el cuadro 5 se muestran estas potencias promedio.

Cuadro 5. Potencia promedio según época del año

Meses normales		Meses de temporada	
P media (KW)	P pico (KW)	P media (KW)	P pico (KW)
1.049,69	1.465,97	1.215,17	1.666,95
Promedio potencia media		Promedio potencia pico	
1.132,43		1.566,46	

El cálculo de las potencias pico se realizó en proporción lineal al promedio de la corriente presentada en la subestación para los meses normales y de temporada respectivamente.

1.5.3 Flujo Preliminar. Inicialmente se corrió un flujo para ambas lecturas utilizando los dos primeros métodos de asignación de carga a transformadores. El reporte de resultados (reporte 1) se muestra en el Anexo C.

Se nota que los resultados son muy similares de un método a otro. En el reporte se observa que a pesar de que concuerdan la lectura y corriente de la subestación para ambos métodos, se nota una asignación de carga a todos los transformadores de aproximadamente 25% de su capacidad, lo cual no es muy representativo, ya que no describe las potencias reales transmitidas en los tramos del alimentador.

A partir de ésta afirmación se propuso aprovechar la alternativa del software de asignar una carga particular a cada transformador utilizando el método de cargas TLM, con lo cual se estarían dirigiendo los valores de potencia a los respectivos nodos en proporción directa a su consumo real. Para tal efecto se recurre a la información de facturación para determinar factores de carga a los diferentes usuarios en cada nodo.

1.5.4 Facturación. La energía del alimentador es facturada en dos ciclos (ciclos 41 y 42). El ciclo 42 correspondiente a Bayunca incluyendo varias fincas a su alrededor, y el ciclo 41 perteneciente a los corregimientos de Pontezuela, Punta Canoa, Tierra Baja, Puerto Rey, Manzanillo, Arroyo de Piedra y fincas aledañas.

Inicialmente se calculan promedios del consumo según estrato para cada corregimiento, con el fin de hallar un consumo ponderado promedio por usuario e identificar la cargabilidad de

los transformadores urbanos ; por lo tanto es necesario, para ambos ciclos (41 y 42), separar los usuarios que poseen su propio transformador.

Lo anterior se puede observar en el cuadro 6, donde se muestra, para cada población, una discriminación de usuarios por estrato y las potencias instaladas y consumidas.

Cuadro 6. Cargabilidad de transformadores en poblaciones

Bayunca (Enero / 98)									
Estrato	1	2	3	4	Total	KW cons.	283,77	# Trafo Bayunca	13
# usuarios	1.148	95	11		1254	KVA cons.	315,3	# Lamp / trafo	15
KWh	172.057	25.342	6.914		204313	KVA Inst.	825	KVA (Al Pub)	54,17
Cons. Prom.	150	267	629		163	% carga	38,22	%Carga con A.P	44,78

Pontezuela (Enero / 98)									
Estrato	1	2	3	4	TOTAL	KW cons.	37,11	# Trafo Pontez	4
# usuarios	195				195	KVA cons.	41,23	# Lamp / trafo	15
KWh	26.718				26.718	KVA Inst.	175	KVA (Al Pub)	16,67
Cons. prom	137				137	% carga	23,56	%Carga con A.P	33,08

Punta Canoa (Enero / 98)									
Estrato	1	2	3	4	TOTAL	KW cons.	18,11	# Trafo Punta C	2
# usuarios	78	1	3		82	KVA cons.	20,12	# Lamp / trafo	15
KWh	12.684	206	150		13.040	KVA Inst.	150	KVA (Al Pub)	8,33
Cons. prom	163	206	50		159	% carga	13,42	%Carga con A.P.	18,97

Manzanillo (Enero / 98)									
Estrato	1	2	3	4	TOTAL	KW cons.	13,78	# Trafo Manzan	1
# usuarios	58				58	KVA cons.	15,31	# Lamp / trafo	15
KWh	9.924				9.924	KVA Inst.	25	KVA (Al Pub)	4,17
Cons. prom	171				171	% carga	61,26	%Carga con A.P.	77,93

Puerto Rey (Enero / 98)									
Estrato	1	2	3	4	TOTAL	KW cons.	9,5	# Trafo Puerto R	2
# usuarios	66	1	4	1	72	KVA cons.	10,56	# Lamp / trafo	15
KWh	5.909	51	665	218	6.843	KVA Inst.	125	KVA (Al Pub)	8,33
Cons. prom	90	51	166	218	95	% carga	8,45	%Carga con A.P.	15,11

Tierra baja (Enero / 98)									
Estrato	1	2	3	4	TOTAL	KW cons.	16,15	# Trafo Tierra B	3
# usuarios	78		2		80	KVA cons.	17,94	# Lamp / trafo	15
KWh	10.839		786		11.625	KVA Inst.	200	KVA (Al Pub)	12,5
Cons. prom	139		393		145	% carga	8,97	%Carga con A.P.	15,22

Arroyo de Piedra (Enero / 98)									
Estrato	1	2	3	4	TOTAL	KW cons.	31,34	# Trafo A de P	3
# usuarios	154	2	7	4	167	KVA cons.	34,82	# Lamp / trafo	15
KWh	19.129	463	1.370	1.604	22.566	KVA Inst.	150	KVA (Al Pub)	12,5
Cons. Prom	124	232	196	401	135	% carga	23,22	%Carga con A.P.	31,55

Los porcentajes de carga obtenidos para los transformadores de cada población se resumen en el cuadro 7 :

Cuadro 7. Resumen de porcentajes de carga en transformadores de poblaciones

Población	% de carga
Bayunca	44,78
Pontezuela	33,08
Punta canoa	18,97
Manzanillo	77,93
Tierra Baja	15,11
Puerto Rey	15,22
Arroyo de Piedra	31,55

En los factores resultantes se incluye el consumo de los usuarios mas una carga por alumbrado público estimada para 15 lamparas por transformador. Los factores resultantes se implementan en el software asignando las cargas respectivas a cada transformador para cada población.

De la información de facturación también se extraen algunos consumos para transformadores que alimentan a un usuario (Fincas, acueductos, hoteles, urbanizaciones,

colegios, clubes, etc), con lo cual se obtuvo su respectivo porcentaje de cargabilidad. Para los restantes transformadores, con base en el conocimiento del sistema, previo trabajo de campo realizado y la información de facturación se asignó una carga estimativa teniendo en cuenta el tipo de usuario y su correspondiente consumo promedio; ya que la información de facturación esta dispersa y sería necesario un trabajo específico para determinar exactamente el nombre del usuario y su correspondiente consumo.

El resultado de la aplicación de factores de carga a transformadores se puede ver en el Anexo D, donde se hace una discriminación de transformadores urbanos (poblaciones), fincas y un tipo de usuarios llamados especiales.

1.5.5 Flujo complementario. Teniendo el sistema en éstas condiciones se corren los flujos correspondientes a potencia media y potencia pico, obteniendo un reporte de resultados (reporte 2), el cual se muestra en el Anexo E.

El valor de la carga asignada a los transformadores no fue calculada por el programa TLM y se obtuvo directamente de la información de facturación, estimando una carga para cada transformador igual a la suma del consumo de un número de usuarios promedio por transformador mas la carga por iluminación para transformadores urbanos.

Inicialmente se corre el flujo por el método de cargas TLM sin ajustar lecturas, con lo cual resulta una potencia en la subestación de aproximadamente la tercera parte de la leída. Teniendo en cuenta que cuando no se ajusta la lectura las cargas colocadas a los

transformadores se toman como constantes y no se prorratan, la potencia resultante en la subestación corresponde aproximadamente a la energía facturada del alimentador, ya que ésta información es la fuente de los porcentajes de carga utilizados. No obstante se procede a realizar una corrida ajustando lecturas en proporción al porcentaje de carga asignado a cada transformador.

El resultado de estos flujos presenta convergencia con la lectura y corriente de la subestación y una asignación de carga a los nodos del sistema de acuerdo a los factores de carga utilizados, lo cual está más cercano a la realidad. Sin embargo el valor global de regulación en el alimentador no presenta mucha variación con respecto al calculado en la corrida inicial, lo cual nos indica que la anterior es una buena aproximación.

1.6 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

1.6.1 Pérdidas técnicas. Las pérdidas técnicas corresponden a la energía que se pierde al transportarla hasta el lugar donde la necesita el usuario. El mayor porcentaje de las pérdidas en un sistema ocurren en los sistemas de distribución, y la mayor parte de las mismas, generalmente ocurren en los circuitos secundarios, transformadores de distribución y ramales laterales.

1.6.1.1 Transformadores. Para las pérdidas en los transformadores se utiliza el flujo corrido inicialmente por los primeros dos métodos, ya que este flujo es equivalente al

realizado con asignación de carga TLM a los transformadores. De los reportes arrojados por el software se obtiene :

$$\text{Perdidas trafo (Potencia media)} = 36.050 \text{ KW-h / mes}$$

$$\text{Perdidas trafo (Potencia pico)} = 39.797 \text{ KW-h / mes}$$

1.6.1.2 Circuito secundario. Para la determinación de las pérdidas totales, teniendo los resultados de un flujo representativo del circuito primario se hace necesario estimar las pérdidas de los circuitos secundarios, las cuales representan un considerable porcentaje de las pérdidas globales.

Utilizando la información de facturación, se simula en el software un circuito secundario tipo, tomando una muestra para cada corregimiento, teniendo en cuenta el consumo por usuario, y la cargabilidad de los transformadores. Luego, el resultado del flujo de este secundario tipo se multiplica por el número de transformadores urbanos para cada corregimiento.

En el porcentaje de cargabilidad de los transformadores que se muestran en el cuadro 7 esta incluido el consumo del alumbrado público. Este consumo se calcula estimando 15 lámparas por transformador y se incluye en el porcentaje de carga total. Se suponen lámparas de 250 W / 220 V a un F.P. = 0.85 con 12 horas de consumo diario así :

$$\# \text{ lamp} = 15 * 28 = 420 \qquad \Rightarrow \qquad \text{KVA} = 420 * 250 = 105$$

$$\text{KW-h / mes} = 105 * 0.85 * 360$$

⇒

$$\text{KW-h / mes} = 32.130$$

Cuadro 8. Pérdidas físicas en circuitos secundarios.

Población	# trafos	kva inst	kva / trafo	% carga	# usuarios	KWh / usuario	Pérdidas / trafo	Total
Bayunca	13	825	63	44,78	1.254	163	556,06	7.228,73
Pontezuela	4	250	63	33,08	195	137	293,98	1.175,90
Punta Canoa	2	150	75	18,97	82	159	136,01	272,02
Manzanillo	1	25	25	77,93	58	171	258,12	258,12
Tierra Baja	3	200	67	15,22	80	145	71,208	213,62
Puerto Rey	2	125	63	15,11	72	95	59,76	119,52
Arroyo de Piedra	3	150	50	31,55	167	135	168,91	506,74
Total	28	1.725	62		1.908			9.774,65

El total de las pérdidas en circuitos secundarios como se muestra en el cuadro 8, se puede redondear teniendo en cuenta las pérdidas en secundarios cuyos transformadores pertenecen a un usuario, aumentando éstas en un 10%.

$$\text{Pérdidas totales en circuitos secundarios} = 9.774,65 \times 1,1 = 10.753 \text{ [KW-h / mes]}$$

1.6.1.3 Circuito Primario. Para los cálculos de pérdidas de energía en el alimentador se utiliza un factor de carga, tal como se observa en el cuadro 9, producto de las lecturas de corriente medida en la subestación (anexo B) y un período de un mes (720 horas), calculado de la siguiente manera :

$$F \text{ carga} = \frac{S \text{ promedio}}{S \text{ max}} \approx \frac{I \text{ promedio}}{I \text{ max}} \quad (1.13)$$

Con lo cual se calcula un factor de pérdidas que relaciona la potencia de pérdidas en demanda máxima a pérdidas de energía en un determinado período de análisis.

$$F_p = 0,7 F_c^2 + 0,3 F_c \quad (1.14)$$

$$F_p \text{ promedio anual} = 0,7 (0,7268)^2 + 0,3 (0,7268) = 0,5878$$

La E_{MP} (Energía Media Pérdida) total del alimentador será :

$$E_{MP} = F_p \times \text{Pérdidas físicas} \quad (1.15)$$

Cuadro 9. Factores de carga según época del año

Días fin de semana Meses normales		Días fin de semana Meses temporada		Fc promedio Fin de semana	Fc promedio Anual
I prom	50,7156	I prom	56,8611	0,7204	
I max	70,8250	I max	78,0000		
Fc	0,7161	Fc	0,7290		
Días de semana Meses normales		Días de semana Meses temporada		Fc promedio Día de semana	
I prom	49,5964	I prom	57,3333	0,7333	
I max	68,3089	I max	76,6667		
Fc	0,7261	Fc	0,7478		

Las pérdidas físicas corresponden a las calculadas como $I^2 \times Z \times t$ y se obtienen de los reportes arrojados por el software.

$$E_{MP} \text{ (Potencia media)} = 0,59 \times 8.496 = 5.030 \text{ KW-h / mes}$$

$$E_{MP} \text{ (Potencia pico)} = 0,59 \times 16.521 = 9.781 \text{ KW-h / mes}$$

1.6.2 Pérdidas no técnicas. Las pérdidas no técnicas incluyen : conexiones fraudulentas, robo de energía, carencia de instrumentos de medida o mal estado de ellos, y en general todo aquel servicio que no este debidamente registrado por la empresa electrificadora.

Estas pérdidas se calculan confrontando el total de energía facturada con el total de energía demandada por el alimentador.

El balance de energías del circuito genera la siguiente ecuación :

$$E_{LSUB} = E_{FACT} + E_{PN} + E_{MP} + E_{TRAF} + E_{SEC} \quad (1.16)$$

donde :

E_{LSUB} : Energía leída en la subestación

E_{FACT} : Energía Facturada en el circuito

E_{PN} : Energía pérdidas Negras

E_{MP} : Energía media perdida (circuito primario)

E_{TRAF} : Energía perdida transformadores

E_{SEC} : Energía perdida circuitos secundarios

Se requiere entonces la información de facturación, mostrada en el cuadro 10, y la energía leída en la subestación. La energía leída en la subestación Bayunca corresponde a el promedio de los meses normales tomados como Agosto y Septiembre de 1997 ; y la energía pico leída, al promedio de los meses Junio/97 y Enero/98.

La energía media leída en KW-h / mes es : 815.350,00

La energía pico leída en KW-h / mes es : 1.127.852,77

En la información de facturación el valor de alumbrado público no es incluido y es cobrado a los usuarios como un porcentaje de su consumo teniendo en cuenta el estrato (Est 1 : no se cobra ; Est 2 y 3 : 2.5% ; Est 4 : 3.5%), según acuerdos municipales para cada población.

Para efectos de estimar la potencia facturada por el alumbrado público se supone un porcentaje de la carga promedio mensual del último año (2%), teniendo en cuenta que la mayoría de usuarios son estrato 1, a los cuales no se les cobra este valor.

Cuadro 10. Comportamiento histórico del consumo. Ciclos 41 y 42

Mes	Consumo (KW-h)			Alumbrado Público 2%	Total (KW-h)
	42 Normales	42 Normales	41 Especiales		
ene-97	119.485	226.194	98.411	8.882	452.972
feb-97	111.529	201.535	90.408	8.069	411.541
mar-97	106.628	185.543	70.569	7.255	369.995
abr-97	122.647	223.392	99.414	8.909	454.362
may-97	121.200	217.110	80.786	8.382	427.478
jun-97	122.583	200.624	69.484	7.854	400.545
jul-97	101.041	211.327	66.516	7.578	386.462
ago-97	129.255	263.965	68.954	9.243	471.417
sep-97	122.454	236.890	69.494	8.577	437.415
oct-97	121.434	223.865	73.492	8.376	427.167
nov-97	127.864	221.587	70.292	8.395	428.138
dic-97	121.470	220.064	73.592	8.303	423.429
ene-98	132.200	237.881	78.241	8.966	457.288
Media	119.984	220.767	77.666	8.368	426.785

Al despejar de la ecuación (1) las pérdidas no técnicas tenemos :

$$E_{P \text{ NO TÉCNICAS}} = E_{\text{LSUB}} - E_{\text{FACT}} - E_{P \text{ TÉCNICAS}} \quad (1.17)$$

Donde :

$$E_{P \text{ TÉCNICAS}} = E_{\text{MP}} + E_{\text{TRAF}} + E_{\text{SEC}}$$

$E_{\text{MP}} = 5.030 \text{ KW-h}$ (Potencia media) y 9.781 KW-h (Potencia pico)

$E_{\text{TRAF}} = 36.050 \text{ KW-h}$ (Potencia media) y 39.797 KW-h (Potencia Pico)

$E_{\text{SEC}} = 10.753 \text{ KW-h / mes}$

Total $E_{P \text{ TÉCNICAS}} = 51.833 \text{ KW-h}$ (Potencia media) y 60.331 KW-h (Potencia pico)

- Para potencia media leída y la facturada para Septiembre/98 :

$$E_{P \text{ NO TÉCNICAS}} = 815.350 - 437.415 - 51.833 = 326.102$$

- Para potencia pico leída y la facturada para Enero/98 :

$$E_{P \text{ NO TÉCNICAS}} = 1'127.853 - 457.228 - 60.331 = 610.294$$

1.6.3 Resumen. Las pérdidas globales para el alimentador Bayunca 3 se observan en el cuadro 11. El índice de pérdidas de energía para el alimentador se calcula como :

$$I_p = \frac{E_{\text{subestacion}} - E_{\text{util}}}{E_{\text{subestacion}}} \times 100\% = \frac{919.517,6 - 426.785}{919.517,6} \times 100 = 53,6\% \quad (1.18)$$

Cuadro 11. Pérdidas de energía globales en el alimentador Bayunca 3

Tipo	Potencia media		Potencia pico		Prom. Pond. Anual	
	KWh	%	KWh	%	KWh	%
Transformadores	36.050	9,5	39.797	5,9	37.299	7,8
Secundarios	10.753	2,8	10.753	1,6	10.753	2,3
Cto. Primario	5.030	1,3	9.781	1,5	6.614	1,4
Total técnicas	51.833	13,7	60.331	9,0	54.666	11,5
Total no técnicas	326.102	86,3	610.294	91,0	420.833	88,5
Total	377.935	100	670.625	100	475.498	100

La energía en la subestación es el promedio ponderado de la lecturas de meses normales (2/3) y de temporada (1/3). La energía útil corresponde al promedio de energía facturada en el circuito. Es preciso aclarar que estas pérdidas corresponden a la utilización de factores de carga y de pérdidas calculados para una muestra de la lectura en la subestación que no contiene días en que no ocurrió corte de energía y por tal motivo no se puede tener en cuenta el total de operación real.

1.7 PROYECCIÓN DE DEMANDA

En pro de obtener un estimativo de la vida útil del alimentador se propone realizar una proyección teniendo en cuenta las características geográficas de la zona, la clase de usuarios y el crecimiento histórico de la demanda; tomando como base resultados de pérdidas estimadas de energía y potencia.

En el sistema actual se vislumbran en un futuro inmediato (1 a 3 años) grandes usuarios potenciales, de los cuales se pueden mencionar : Country Club y Condominio Palma Real entre otros. Para estos usuarios ya existen conexiones al sistema, las cuales demandan un pequeño consumo que corresponde a una carga provisional necesaria para los servicios generales en sus construcciones y mejoras. Se prevé para estos usuarios una carga instalada como se muestra en el cuadro 12.

Cuadro 12. Proyectos a corto plazo

Proyecto	Localización	Area Ha	Viviendas	Carga KVA	Descripción
Palma Real Beach Club	Entrada a Manzanillo	20	92	675	Condominio
Country Club Cartagena	Anillo Vial	50		290	Club privado

Para modelar el futuro sistema se estima un factor de crecimiento de la demanda pico del sistema de acuerdo a su información histórica, y sólo se incluyen los proyectos antes mencionados por ser los que se prevé mas inmediatos, con un factor de utilización de 0.5 aproximadamente. Se establece como referencia un horizonte de proyección de 3 años.

Debido a que la información suministrada por el Centro de Control de la Electrificadora no es continua, se tomaron varias muestras dispersas. Del análisis de estas muestras resulta una tasa de crecimiento anual de aproximadamente un 5%. La demanda y la lectura de la subestación se proyectan con el índice hallado.

$$D_{\text{PROYECTADA}} = D_{\text{ACTUAL}} (1 + 0.05)^3 + 50\% D_{\text{PROYECTOS}} \quad (1.19)$$

Para simular la demanda de los proyectos se utilizan cargas especiales en los respectivos nodos. Se corre un flujo bajo estas condiciones, cuyo resultado (reporte 3) se puede ver en el anexo F.

1.8 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

1.8.1 Fuentes y manejo de la información. La totalidad de la información utilizada en este análisis fue suministrada por la Electrificadora de Bolívar a través de sus distintos departamentos.

Por medio de un trabajo de campo exhaustivo se recolecta la información técnica y geográfica del alimentador y se obtiene un conocimiento general del mercado atendido; se observan aspectos de la zona tales como características y necesidades tanto de los usuarios existentes como de los proyectos planificados.

Las lecturas de la subestación corresponde a la toma de una muestra actual basada en la discriminación de épocas normales (meses de Julio y Agosto/97) y de temporada (meses de Junio/97 y Enero/98), dada la influencia turística y recreacional de la zona. Contando con esto se modelan curvas tipo de carga diaria de consumidores, factores de demanda y carga promedio. Puesto que no se toman lecturas de potencia en el alimentador, como parámetros de convergencia para la corrida de los flujos de carga, se tomó como base la información obtenida de facturación, la cual se considera muy representativa de la demanda del alimentador.

Los resultados nos muestran un índice de pérdidas del orden del 50 %, lo cual nos hace pensar que existen grandes fallas en la supervisión de conexiones y en la recolección y/o lectura de energía en el circuito, si se tiene en cuenta que las pérdidas técnicas están dentro de los márgenes requeridos; a esto se le suma el hecho de que el porcentaje de recaudo en las poblaciones aledañas apenas alcanza un 45%.

Con esta información se realiza también una somera evaluación histórica del consumo, en aspectos como, número de usuarios totales y por población, estratificación y cobertura.

En general todas las consideraciones hechas en el manejo de la información fueron el resultado del análisis en conjunto de ésta, teniendo como guía el conocimiento y la experiencia de trabajo del personal de la Electrificadora en sus respectivos departamentos.

1.8.2 Reglamentación técnica. Existe una reglamentación de la actividad de Distribución de Energía Eléctrica, con base en principios relacionados con la eficiencia y calidad en la prestación del servicio, de esta manera, se establecen y definen normas y criterios técnicos en cumplimiento de éstos. La CREG es el organismo encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación sea segura, confiable y económica.

Sin embargo, enmarcadas en lo anterior, las empresas electrificadoras establecen sus propios criterios de operación y niveles de pérdidas. Para el caso Electribol existe una meta fijada de:

%Regulación Máxima Alimentador Rural : 7 %

%Pérdidas de energía técnicas Circuito Primario Alimentador Rural : 2.4 %

En el cuadro 13, se resumen los reportes de los flujos realizados comparando los niveles de regulación y de pérdidas técnicas.

Cuadro 13. Resumen de pérdidas de energía y regulación

Parámetro	Demanda actual (kW-h)		Demanda proyectada reporte 3
	reporte 1	reporte 2	
Energía subestación	601.028,8	835.034,8	1.426.797,8
Energía perdida	5.029,6	9.782,2	45.842,2
% Pérdidas	0,84	1,17	3,21
% Regulación	2,565	3,61	9,9

Donde :

$$\text{Energía}_{S/E} = \text{Potencia}_{S/E} \cdot F_{\text{Carga}} \cdot 720 \quad (1.20)$$

$$\text{Energía}_P = \text{Potencia}_P \cdot F_{\text{Pérdidas}} \cdot 720 \quad (1.21)$$

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{\text{Energía}_P}{\text{Energía}_{S/E}} \quad (1.22)$$

El estado actual del circuito es aceptable, sin embargo, podemos observar que para el horizonte proyectado el circuito se saldrá de los márgenes prescritos.

1.8.3 Proyección y expansión. Hay que dejar claro que el flujo proyectado se corre sólo con dos de los futuros proyectos en la zona (50% de su demanda), y si se tiene en cuenta que según la proyección de demanda realizada existen, adicional a estos, no menos de

veinte proyectos similares con una carga total proyectada para el año 2.001 de aproximadamente 3.500 KW, es de esperar que el suministro de energía hacia esta zona cambie drásticamente, siguiendo un adecuado plan de expansión. Es decir la demanda aumentará de 1,5 MW a aproximadamente 5 MW en tres años y la infraestructura eléctrica actual no la supe adecuadamente.

La experiencia de profesionales en el medio, desarrolla estándares de potencia que establecen para una longitud máxima de 15 Km a nivel de 13.8 KV, una potencia máxima transmitida de 3 MW. En estas condiciones, es ineludible un cambio en el nivel de tensión para mantener óptimos niveles de calidad.

Dentro de las alternativas de solución económicas y a corto plazo es posible plantear un cambio de calibre de conductores, restringiéndose a un calibre 4/0 que corresponde al límite para el tipo de estructura existente, ligado a un reajuste de distancias entre postes debido al mayor peso del conductor. Sin embargo, mirando hacia el futuro y teniendo en cuenta que las alternativas a corto plazo deben ir enmarcadas o ser coherentes con las de mediano y largo plazo, está inversión como solución no es rentable ni permite una ampliación en la cobertura.

Por lo anterior se concluye que para un futuro el suministro de potencia a través de éste alimentador con el mismo nivel de tensión es insuficiente y no encaja en los criterios de planeación, expansión, prestación y acceso al servicio.

2. PROYECCIÓN DE DEMANDA

2.1 MODELOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

El proceso de proyección de la demanda en la zona deberá ayudar a predecir la localización, determinación de magnitud y comportamiento del crecimiento de la carga, con lo que se puede estimar fechas de instalación de líneas de subtransmisión, subestaciones y alimentadores, así como también la futura demanda de la empresa.

La previsión o proyección del crecimiento de carga se alcanza, dividiendo el área del sistema de distribución a analizar en cierto número de pequeñas áreas y proyectando el crecimiento de cada área. Esta división puede ser geográfica o funcional.

Algunos métodos de proyección de carga dividen el sistema en pequeñas áreas geográficas, estos métodos son llamados “métodos celulares” y se basan en la división del sistema en cuadrículas geográficas. Otros métodos efectúan una división implícita en pequeñas áreas de acuerdo al equipo instalado y se proyecta de ese modo el crecimiento de subestaciones y alimentadores en particular. Este tipo de métodos se conocen como “métodos orientados al equipamiento” y utilizan una división funcional del sistema. Los métodos de proyección orientados al equipamiento son en términos generales : fáciles de aplicar, necesitan mínimos

datos, son mejores en el corto plazo, sin embargo no pueden considerar variables como el uso de la tierra y sus efectos en el crecimiento de la demanda. Los métodos celulares son capaces de proveer mejor resolución en el tiempo, son mas complejos y necesitan mucho mas datos y procesos pero en cambio pueden ser mucho mas exactos en el largo plazo.

Entre los métodos comunes de proyección de demanda están las extrapolaciones, regresiones estadísticas simples, con aplicaciones de econometría y el modelo de usos finales de la energía, útil para la proyección y control de pequeñas áreas. El modelo de usos finales provee una explicación de la demanda a través de la modelación de las decisiones de los usuarios y del equipo instalado, lo cual permite efectuar una segmentación de la curva de carga del sistema que se analice considerando el efecto de saturación de algunos equipos eléctricos comunes a los usuarios y los efectos que en la demanda tendrán la introducción de ciertas tecnologías y aparatos de uso doméstico. Como ejemplo de estos métodos orientados al equipamiento consideremos la proyección del crecimiento de la demanda utilizando una regresión estadística simple la cual puede usar como variable independiente el número de usuarios del sistema adicionándole una variable económica al análisis que puede ser el precio de la energía.

Los métodos celulares de proyección de demanda como ya se mencionó son más exactos en las previsiones a largo plazo por las siguientes razones :

- Pueden considerar - a diferencia de los métodos orientados al equipamiento - las dos causas de crecimiento en un sistema de distribución : la adición de nuevos usuarios y las características de usos finales de la energía.

- Toman en consideración las causas locales y geográficas del crecimiento de la carga, es decir, se utiliza como variable de análisis el uso de la tierra.
- El crecimiento de la demanda de potencia y energía también está afectado por la densidad variable de carga, la cual puede variar decenas de veces entre áreas comerciales y residenciales de diversos tipos.

2.2 APLICACIÓN DEL MODELO DE PROYECCIÓN

Para la aplicación del modelo se debe proporcionar información experta y de campo referente a la zona de estudio. En principio se divide la zona por medio de un mapa en áreas geográficas, las cuales pudieron ser definidas según el tipo de uso de la tierra que presentan tomando como base el “Plan Maestro de Ordenamiento Físico para la Zona Norte de Cartagena”, acuerdo gubernamental expedido por la alcaldía Mayor de Cartagena de Indias, en el cual se reglamenta las políticas y normas para orientar y lograr un crecimiento armónico integrado con las demás zonas del distrito de Cartagena.

Como políticas de este Plan se adoptan; la incorporación de la zona norte como desarrollo suburbano, lo cual implica densidades bajas, usos del suelo esencialmente turísticos, residenciales e institucionales. La zona norte se tratará como una zona de expansión de las actividades residenciales, institucionales y turísticas de Cartagena con un núcleo industrial en el sector de Bayunca. De acuerdo con ésta vocación se determinan las densidades y volúmenes de construcción permitidos, considerando diversos tipos de áreas :

- Asentamientos existentes (poblaciones)
- Proyectos
- Zonas no pobladas, subdivididas a su vez en :
 - ◆ Áreas de incorporación alta
 - ◆ Áreas de incorporación media
 - ◆ Áreas de incorporación baja
 - ◆ Corredor vial

2.2.1 Áreas de manejo. La predicción de la carga en las zonas no pobladas, se basa en la proyección futura de la intensidad de desarrollo para cada área geográfica ; para lo cual se tiene en cuenta la reglamentación urbanística para cada área, mostrada en el cuadro 14, y su respectiva dimensión. La aplicación de éste plan de desarrollo sugiere un *máximo* de viviendas o su equivalente en tipos de construcción, que pueden ser ubicadas en una región determinada ; definiendo una densidad base para áreas netas utilizables, las cuales excluyen las áreas públicas que se entregan al distrito para vías, redes de servicios públicos, equipamiento comunitario, zonas verdes, playas, cuerpos de agua, rondas de arroyos, ciénagas y similares.

Cuadro 14. Intensidad de desarrollo y areas netas.

Desarrollo suburbano	# de unidades / Ha	Area neta (Ha)
Alto	5	492,42
Medio	3	2.046,4
Bajo	1	767,7

Corredor vial	2	593,3
---------------	---	-------

Teniendo en cuenta la localización geográfica/funcional y la referencia del tipo de construcción que se da en mayor escala en cada área, indicado por su reglamentación urbanística, se asigna un factor de utilización para cada una de las áreas en consideración, tal como se indica en el cuadro 15.

Cuadro 15. Factores de utilización para áreas de manejo

Áreas de manejo	Viviendas	Conjuntos	Hab. Hotel
Área de incorporación alta	40%	25%	35%
Área de incorporación media	50%	30%	20%
Área de incorporación baja	45%	35%	20%
Corredor vial	65%	25%	10%

La densidad base a calcular corresponde a la densidad a partir de la cual se realizan todas las mediciones en cuanto a volúmenes de construcción y número de unidades (viviendas, apartamentos, conjuntos, condominios y habitaciones hoteleras).

Para aplicar esta densidad base se adopta la siguiente equivalencia : Una vivienda puede tener construida hasta 250 metros cuadrados, lo cual es equivalente a dos unidades habitacionales desarrolladas en conjunto, ya sea como apartamentos, cabañas o condominios que comparten un área de carácter comunitario establecida por régimen de copropiedad ; y también es equivalente a tres habitaciones hoteleras incluyendo sus respectivos servicios complementarios. Con el fin de estimar la carga para éstas áreas se analiza cada uso tomando como base cálculos tipo para cada utilización.

La carga demandada para cada utilización se calcula, como se muestra en el cuadro 16, con base en la norma para diseño de instalaciones eléctricas de la Electrificadora de Bolívar, según la cual la carga se diversifica de la siguiente manera :

- Viviendas estrato alto: Los primeros 3 kW al 100% el resto al 35%
- Conjunto residencial estrato alto: Los primeros 3 kW al 100% entre 3 - 120 al 30% y sobre 120 al 25%
- Hotel : Los primeros 20 kW al 50% el resto al 30%

Cuadro 16. Cálculos de demanda tipo según utilización

Vivienda		
Salidas	Carga instalada	Carga demandada
Tomas y luces	5,7	3,9
Cocina	3	3
Aire acondicionado	2	2
Total (kW)	10,7	8,9

Conjunto residencial : 200 viviendas	
Carga/vivienda	10,7
# viviendas/Transformador	13
Servicios generales y reserva/transformador	25
Carga Instalada/transformador	139,1
Demanda/transformador	48,7
# de Transf de 75 KVA	15
Carga Total Demandada	1.130
Carga por unidad de vivienda (kW)	5,8

Hotel : 30 habitaciones		
Salidas	Carga instalada	Carga demandada
Luces y tomas	90	31
Bomba	9	9
Ascensor	20	20
Zona comunal	30,7	30,7
Bomba c.i.	12	2,4
Equipo de presión	5	5
Aire acondicionado	60	60

Total	226,7	158,1
Carga/habitación (kW)	7,56	5,3

En base a los cálculos anteriores y a los factores de utilización para cada área de manejo, el resultado de la carga estimada para áreas no pobladas se muestra en el cuadro 17.

Cuadro 17. Carga proyectada para áreas no pobladas

Áreas de manejo	Viviendas	Conjuntos	Hoteles	Total
Área de incorporación alta	8.814	7.103	13.624	29.542
Área de incorporación media	27.474	21.255	19.413	68.143
Área de incorporación baja	3.093	3.102	2.428	8.623
Corredor vial	5.166	2.562	1.404	9.132
Total kW				115.439

2.2.2 Asentamientos existentes. En la proyección de las poblaciones o asentamientos existentes, como se muestra en el cuadro 18, se utiliza la información de facturación de ELECTRIBOL o la información operacional de la carga conectada, para establecer su demanda futura ; estimando un ritmo de crecimiento en base a la información histórica de la demanda facturada, dado que las poblaciones se consideran poco influenciadas por el desarrollo turístico-comercial de la zona.

Cuadro 18. Demanda proyectada para asentamientos existentes

Población	Demanda 1.998	Demanda 2.001
Bayunca	369,5	465,4
Pontezuela	57,9	72,9
Punta canoa	28,5	35,9
Manzanillo	19,5	24,5

Puerto rey	18,7	23,5
Tierra baja	30,5	37,9
Arroyo de piedra	47,3	59,6
Fincas y otros	237,2	298,8
Total kW	808,5	1.018,5

2.2.3 Proyectos en la zona. La construcción del anillo vial y los kilómetros de playa de óptima calidad le dan a la zona norte una tendencia de alto crecimiento. Dadas las características de la zona, se realizan proyectos turísticos y de uso residencial para estratos altos. Este crecimiento trae por ende un aumento en la demanda de energía eléctrica. Para conocer el total de esa demanda se consultó primero con las empresas promotoras para obtener información acerca de aspectos y características de cada proyecto a realizarse en los próximos años para esta zona, lo cual se complementa con el *Control de Certificados de Existencia de Redes y Disponibilidad de Carga* de la Electrificadora de Bolívar.

La información obtenida acerca de cada proyecto, en algunos casos no fue suficiente, debido a que algunos de éstos se encuentran en etapa de diseño y por lo tanto características como la carga que demandarán no están definidas. Debido a la necesidad de contar con la información total de la carga demandada para los próximos años se estableció una metodología para obtener una aproximación de la demanda de cada proyecto. Esta metodología introduce un modelo de cálculo que se establece para cada tipo de unidad a construir, utilizando como base proyectos existentes.

Los cálculos tipo realizados corresponden a una vivienda, un conjunto de apartamentos o condominio y un hotel; como se observa en el Cuadro 16 apartado 2.2.1. Con éste valor de

carga tipo dado en kW / unidad, multiplicado por el total de unidades existentes, es posible estimar la carga demandada por cada proyecto, tal como se realiza en el cuadro 19.

Cuadro 19. Cálculo de carga de algunos proyectos a realizar en la zona

Proyecto	No. vvda.	Carga x vvda.	No. Hotel	No. Hab.	Carga x hab.	Total vvda.	Total hotel	Total kVA
Terranova	150	13,0				1.050	0	1.170
Hotel Dann	480	10,7	1	400	7,9	2.780	960	4.160
Playa Linda	70	10,7				380	0	420
Cartagena del Mar	100	10,7	1	200	7,9	600	486	1.210
Arroyo C/gena de Indias	150	10,7	1	400	7,9	900	960	2.070
Altamira del Mar	200	10,7	5	400	7,9	1.130	4.800	6.590
Cerro Mar	220	10,7				1.280		1.420
India Sea and Sun	200	10,7	1	400	7,9	1.130	960	2.320

La información obtenida identifica al proyecto en cuanto a su ubicación geográfica, dimensiones del área utilizada, número de unidades, tipos de construcción y etapas de implementación. Para algunos proyectos no se obtuvo una completa información, por lo que se establecieron iguales características de proyectos similares.

2.3 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

La proyección de demanda se realiza para tres tipos de zonas que corresponden a : los asentamientos existentes, las áreas no pobladas y los proyectos futuros. Estas zonas se toman por separado para estudiar el crecimiento de su demanda. Aunque se da una cierta influencia entre cada una de éstas, su independencia se fundamenta en que los factores que determinan el crecimiento de la demanda para cada una son propios y en cierta forma excluyentes entre sí.

El crecimiento de la demanda para las áreas no pobladas se determina tomando el total de la demanda máxima posible en un futuro *año x* y considerando un factor poblacional de 0,5 a 1,5% como demanda para el año 2.010. Este factor tiene en cuenta que para esta fecha gran parte del desarrollo poblacional de la zona, según la información obtenida, está representado en los proyectos incluidos dentro de este estudio. En el cuadro 20 se presentan las características de algunos proyectos en la zona.

Con base en la información histórica de la demanda en los asentamientos existentes se establece una tasa promedio de crecimiento anual con la cual se proyecta la demanda actual hasta el año 2.010.

Teniendo en cuenta la información obtenida sobre las etapas de implementación de los proyectos y la evolución de otros actualmente desarrollados, se determinan las condiciones que generan una demanda parcial del total calculado para cada proyecto a través del horizonte de planeamiento trazado (2.001 - 2.010). Cabe resaltar que el desarrollo de los proyectos en la zona es en parte influenciado por la disponibilidad en el suministro de energía eléctrica, que es actualmente deficiente; y a su vez el desarrollo de la infraestructura eléctrica viene a ser incentivado por la futura demanda.

Cuadro 20. Características de proyectos en la zona

Proyecto	Localización	Área Ha	Carga Kva	Descripción
Terranova	Sur arroyo Guayepo	70	1.170	Condominio
Country Club	Anillo vial	50	200	Club Privado
Palma Real	Manzanillo - arroyo Guayepo	22	675	Condominio

Villas del Country	Al lado de G.C.I.	31	817,5	Villas turísticas
El Faro	Punta Canoa	250	4.500	Hotel y complejo de viviendas
Hotel Dann	Arroyo Guayepo	125	4.160	Hotel
Playa Linda	Cerca punta canoa	20	420	Villas turísticas
Cartagena del Mar	Punta Canoa	70	1.210	Hotel y villas turísticas
Arroyo C/gena de Indias	Arroyo de Piedra	150	2.070	Hotel y complejo de viviendas
Colegio Jorge Washington	Al lado del col. Británico	15	200	Colegio
Colegio Británico	Arroyo Guayepo	15	250	Colegio
Altamira del Mar	Cerca Arroyo de Piedra	200	6.590	Hotel y villas turísticas
U. Jorge Tadeo Lozano	Anillo vial	15	500	Universidad
India Sea and Sun	Punta Canoa	200	2.320	Hotel y complejo de viviendas
Murallas Caribe Club	Manzanillo	50	500	Hotel y Club social
Casa Campo	Cerca anillo vial y col Británico	20	600	Villas turísticas
Cerro Mar	Punta Canoa	150	1.420	Hotel y complejo de viviendas
Prados del Norte	Frente al colegio Británico	6	300	Condominio
Mediterrané	Manzanillo del Mar	20	250	Condominio
Manzanillo del Mar	Km 9 vía Manzanillo	18	750	Condominio
Tierra Linda	Anillo vial frente col. Británico	10	300	Urbanización
Llanos del Norte	Entrada colegio Británico	30	600	Urbanización
Los Morros	Manzanillo del Mar	500	500	Proyecto Turístico
Estación Tierra Baja	Anillo vial sector Tierra Baja	10	200	Estación de servicio
TOTAL		2.047	30.502,5	

El desarrollo de los proyectos tiene como objeto principal el turismo lo que puede traer consigo actividades de tipo comercial a las poblaciones aledañas a la costa. Lo anterior contrasta con la posible pasividad que puedan representar las poblaciones con respecto al turismo basada en la pronunciación de las actividades rurales que se desarrollan actualmente.

Orientados por las condiciones que influyen en la razón de crecimiento anual de la demanda en la zona, se proponen tres escenarios, los cuales representan interacciones entre los factores condicionantes, desde los puntos de vista pesimista, intermedio y optimista. En

el Anexo G, se muestra el crecimiento de la demanda para los tres escenarios definidos en los años 2.001 - 2.010.

La proyección está orientada por sus tres componentes principales: proyectos, poblaciones y áreas no pobladas. Para los proyectos en la zona se pronostica un factor de utilización de 0,62 , el cual es el resultado del promedio calculado tomando una muestra de los actuales proyectos de tipo turístico. La proyección de la demanda de las poblaciones se determina a partir del consumo facturado, por tanto es necesario ajustar este valor con un factor de pérdidas (0.5272) establecido en el capítulo 1.

2.4 CRECIMIENTO DE USUARIOS

La proyección de demanda trae consigo un crecimiento proporcional del número de usuarios. Para hallar el número de usuarios potenciales del sistema, se utilizan progresiones con índices de crecimiento basados en información histórica del alimentador Bayunca 3, y otros adicionales que tiene en cuenta los proyectos realizados y nuevos asentamientos como consecuencia del desarrollo de la zona. En la figura 1 se muestra el crecimiento de usuarios correspondiente al año 1997 en el alimentador Bayunca 3.

Los usuarios correspondientes a los futuros proyectos en la zona se estiman en 3.205, repartidos en villas turísticas, condominios, apartamentos, clubes, colegios, hoteles, etc. Estos usuarios se irán incorporando al sistema en forma paralela al desarrollo de los

proyectos y en proporción directa a la demanda proyectada. El crecimiento vegetativo de las poblaciones se establece en un rango de variación entre 3 - 5 % anual.

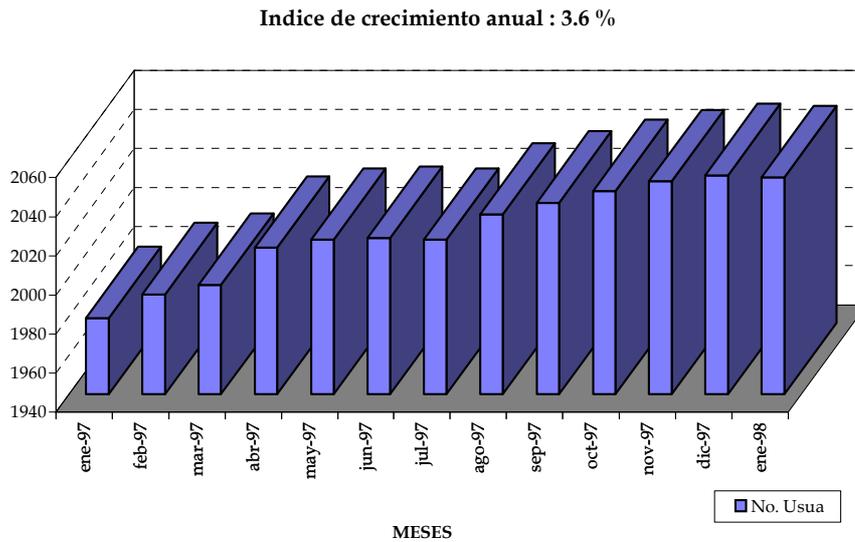


Figura 1. Crecimiento histórico de usuarios

La proyección del número de usuarios de acuerdo a cada escenario y para las diferentes zonas, queda definida en el cuadro 21.

Cuadro 21. Proyección del número de usuarios

Zonas	Escenario 1 Pesimista		Escenario 2 Intermedio		Escenario 3 Optimista	
	2.001	2.010	2.001	2.010	2.001	2.010
Proyectos	476	2.252	589	2.368	604	3.042
Poblaciones	2.241	2.924	2.307	3.284	2.374	3.683
Areas no pobladas	12	89	22	179	36	268
Total	2.729	5.266	2.918	5.861	3.015	6.993

3. RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA

3.1 ANTECEDENTES

La configuración del sistema actual esta dada por el suministro de energía a través de la subestación Bayunca y del alimentador Bayunca 3 a 13.8 kV, que recorre las poblaciones Bayunca, Pontezuela, Punta Canoa, Manzanillo, Tierra Baja, Puerto Rey y Arroyo de Piedra, con una longitud aproximada de 29 Km de matriz. Este alimentador tiene una potencia instalada de 5,7 MVA y un consumo promedio de 1.2 MW, atendiendo alrededor de 2.000 usuarios.

Debido al alto desarrollo potencial en la zona en el corto y mediano plazo, es necesario realizar una gran inversión en cuanto a infraestructura eléctrica se refiere. La Electrificadora de Bolívar, teniendo a cargo la responsabilidad de planeación de la expansión de la red e inversiones para atender la futura demanda en la zona, llevó a cabo un estudio llamado “Expansión del sistema zona norte”, del que resultó la creación de dos subestaciones interconectadas con la de Bayunca a nivel de subtransmisión 110 KV previstas para el año 2001, con lo cual se espera suplir la demanda proyectada.

Lo anterior, conjuntamente con el análisis del sistema actual y con base en el estudio de expansión hacia la zona realizado por ELECTRIBOL, nos permite tomar una referencia o punto de partida para nuestra investigación, que será guía de los planteamientos, alcances y consideraciones a que se tenga efecto.

La subestación zona norte I estará ubicada en la “Y” que se forma entre el anillo vial y la vía a Ponzuelá, con un área de influencia delimitada a lo largo, desde las poblaciones Tierra Baja y Puerto Rey hasta Boca Canoa después de Arroyo de piedra, y a lo ancho, desde la costa hasta una línea paralela a 5 Km del anillo vial.

La subestación contará con una capacidad instalada de $2 \times 20 \text{ MVA} = 40 \text{ MVA}$. Con transformadores tridevanados 110/34.5/13.8 KV , 20 MVA.

El actual alimentador Bayunca 3 quedará alimentando la zona correspondiente a Bayunca, Ponzuelá y fincas aledañas, abarcando desde Bayunca y la carretera La Cordialidad hasta la “Y” (anillo vial).

3.2 PARÁMETROS DE CONFIGURACIÓN

Las alternativas de configuración del sistema tomarán como guía las características de la futura subestación, proponiendo varios alimentadores que se pondrán en servicio dependiendo de la carga que demande el sistema a través del tiempo, según el resultado del capítulo anterior y teniendo en cuenta la expansión del sistema de distribución.

Para la configuración de las rutas de distribución se retoma el ordenamiento físico de la Zona Norte en su decreto formulado por la Alcaldía Mayor de Cartagena donde se propone un área destinada para servicios públicos. Adicionalmente se toman también en cuenta las vías de penetración primarias y secundarias y los centros de consumo masivo (como son algunos proyectos) que determinan en gran parte los parámetros de configuración del sistema de distribución.

El nivel de voltaje de las redes de distribución se condiciona a consideraciones de carga y distancia desde la subestación. En algunas empresas del sector, como son ISA, EEB y EMCALI, se normaliza el diseño de alimentadores estableciendo un nivel de 34.5 KV para distancias mayores a 10 Km con una carga de 500 KVA en el punto mas lejano. Según este criterio, el nivel de tensión mas adecuado, al cual podrían alimentarse la mayoría de los proyectos es 34.5 KV.

En el anexo J se muestra la ubicación de los proyectos en la zona, vías principales y asentamientos existentes.

3.3 PARÁMETROS TÉCNICOS

Las configuraciones propuestas se realizan de acuerdo con la proyección de demanda para el año 2010. Estas configuraciones se simulan en el software SPARD y se verifican los parámetros de calidad.

En el anexo H se observa que en medio de la dispersión de las cargas se pueden identificar tres zonas principales que determinan centros de consumo masivo :

Ramal 1 : Hacia las poblaciones Tierra Baja, Puerto Rey y Manzanillo

Ramal 2 : Hacia Punta Canoa

Ramal 3 : Hacia Arroyo de piedra

Inicialmente se realiza una simulación preliminar para el sistema total a nivel 13.8 KV, simulando las cargas proyectadas con la infraestructura existente y tres nuevos alimentadores, con el suministro de energía a través de la subestación Norte I situada en la “Y”.

Con el fin de aprovechar el alimentador existente se le asignan las poblaciones que actualmente alimenta mas unos cuantos proyectos menores. Esta simulación demuestra que para la infraestructura actual, no serían necesarias inversiones adicionales, ya que el sistema se encuentra dentro de las condiciones técnicas exigidas.

Para el sistema de distribución restante se definen tres circuitos que alimentan los tres grandes centros de consumo, los cuales se simulan individualmente y en conjunto, tensionándolos a 13.8 y 34.5 KV, verificando el nivel de tensión mas adecuado.

En la simulación de estos alimentadores se emplea un *factor de utilización* de 0,62 estimado a partir de una muestra del consumo de varios proyectos actuales con características de tipo turístico y comercial. Sin embargo la simulación se realiza para condiciones máximas o críticas con un factor de 0,8.

La configuración resultante tiene en cuenta la opción más económica manteniéndose dentro del margen técnico establecido. El criterio económico incluye el menor número de circuitos y las distancias mas cortas entre la subestación y las cargas, sin perder la flexibilidad y la seguridad que exige este nuevo mercado.

Los márgenes de parámetros técnicos a mantener, tales como pérdidas de energía y regulación son los mostrados en el cuadro 22. Los niveles de pérdidas de energía son los reconocidos por la CREG para el respectivo nivel de tensión, y los niveles de regulación se determinan de la siguiente manera :

Para el nivel 13.8 KV se utilizan transformadores a 13.2 KV con taps de $\pm 5\%$ y suponiendo una tensión en la subestación de 13.6 KV se obtiene :

$$\% \text{ Regulacion (13.8 kV)} = \left(1 - \frac{13.200 * 0.95}{13.600} \right) * 100 = 7.79 \% \quad (3.1)$$

Para el nivel 34.5 KV se utilizan transformadores a 34.5 KV con taps de $\pm 5\%$ y suponiendo una tensión en la subestación de 34.5 KV se obtiene :

$$\% \text{ Regulacion (34.5 kV)} = \left(1 - \frac{34.500 * 0.95}{34.500} \right) * 100 = 5 \% \quad (3.2)$$

Cuadro 22. Parámetros técnicos para diseño de alimentadores

Nivel (kV)	% pérdidas energía	% regulación
13.8	2	5
34.5	1.5	7.79

Teniendo en cuenta lo tratado anteriormente y debido a la magnitud y ubicación de las cargas en la zona, es necesario tener dos niveles de tensión en el sistema de distribución, como lo demuestran los resultados arrojados por las simulaciones realizadas.

La simulación de varias configuraciones dan como resultado cuatro alimentadores. Uno a 13.8 kV que corresponde al actual alimentador. Y otros tres a 34.5 kV, ya que los resultados de la simulación a 13.8 kV no están dentro de los márgenes trazados. Los parámetros técnicos resultantes se muestran en el cuadro 23.

Cuadro 23. Parámetros técnicos de alimentadores propuestos *

Parámetro técnico	Alimentadores a 13.8 kV				Alimentadores a 34.5 kV		
	Actual	Manzanillo	Pta Canoa	A de Piedra	Manzanillo	Pta canoa	A de Piedra

* Los datos de potencia se dan en kW y kVar respectivamente y los de energía en kW-h

Factor de Utilización	0,80	0,8	0,8	0,80	0,8	0,80	0,80
Factor de pérdidas	0,590	0,590	0,590	0,590	0,590	0,590	0,590
Factor de carga	0,729	0,729	0,729	0,729	0,729	0,729	0,729
Carga instalada KVA	4.928	9.822,5	9.870	9.570	9.822,5	9.870	9.570
Pot. Activa S/E	3.942	7.858	7.896	7.656	7.858	7.896	7.656
Pot. Reactiva S/E	1.909	3.806	3.824	3.708	3.806	3.824	3.708
Energía activa S/E	2.069.645	4.125.429	4.145.590	4.019.584	4.125.429	4.145.590	4.019.584
Energía reactiva S/E	1.002.375	1.998.036	2.007.801	1.946.773	1.998.036	2.007.801	1.946.773
Pérdidas de potencia	151,54	994,42	997,56	688,51	122,41	123,56	91,09
Regulación (%)	6,55	18,32	17,81	13,75	2,14	2,21	1,77
Pérdidas de energía	64.374	422.430	423.763	292.479	52.000	52.488	38.695
% Pérdidas energía	3,11%	10,24%	10,22%	7,28%	1,26%	1,27%	0,96%

En el Anexo J se muestra la configuración resultante de los alimentadores.

3.4 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SISTEMA

Actualmente la deficiencia en la coordinación de protecciones en el alimentador, causa que disminuya la confiabilidad en el sistema y aumenten las interrupciones. Se propone un diseño con una ubicación estratégica de cajas fusibles intermedias a lo largo de los alimentadores, lo cual garantiza el aislamiento de la parte afectada por alguna contingencia y por tanto un mínimo de interrupciones por daños, dándole prioridad a los usuarios mas importantes.

Debido a la cercanía de la costa en la zona de estudio, se deben tener en cuenta para el diseño de alimentadores consideraciones de tipo técnico como son el tipo de estructuras,

aisladores y conductores a utilizar previendo la contaminación que trae consigo el salitre.

Por tal motivo se propone :

- Conductor :

Conductor ARVIDAL : All Aluminum Alloy Conductor AAAC. El cual ofrece una atractiva combinación de fuerza, conductividad, dureza y resistencia a la corrosión.

- Estructuras

Estructuras en concreto centrifugado (garantizan un mínimo de porosidades) protegidos con pintura epóxica del tipo Sika Guard ; o estructuras metálicas con galvanizado de alta pureza con el espesor adecuado para ambientes clase D altamente corrosivos.

- Aisladores

Nivel de aislamiento adecuado para ambientes clase D, 31 mm / kV.

4. ESTRUCTURA FUNCIONAL Y DE OPERACIÓN

La estructura que se defina debe responder a los criterios que se establezcan en cuanto a expectativas de expansión de la red y debe estar respaldada por los recursos humanos, materiales y equipo necesario.

Se supone entonces una estructura compuesta por 5 *operaciones* principales :

- Operación de Medición
- Operación Comercial y de Servicios
- Operación de Ingeniería
- Operación de Mantenimiento
- Operación de Centro de Control

Para cada una de estas operaciones se proponen funciones básicas, las cuales deben ser revisadas y adaptadas a los requerimientos locales.

El organigrama funcional propuesto en la figura 2 es indicativo y no pretende ser limitativo de la jerarquización interna que mejor se adapte en cada una de las operaciones (divisiones geográficas, funcionales, etc) lo cual es recomendable tener en cuenta.

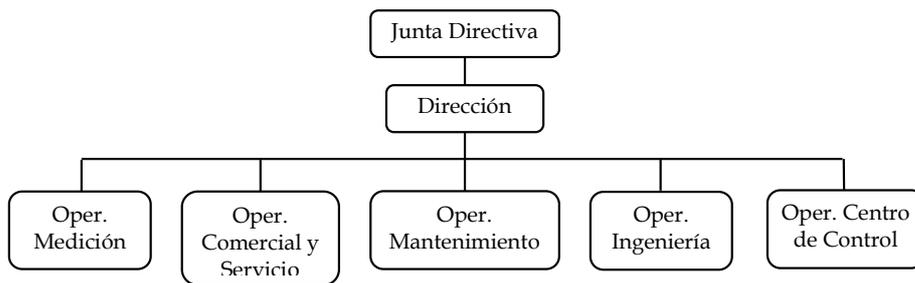


Figura 2. Organigrama funcional de la empresa

4.1 CENTRALIZACIÓN / DESCENTRALIZACIÓN GEOGRÁFICA

La estructura funcional ligada específicamente a la Operación y Mantenimiento, está íntimamente relacionada con las políticas de la empresa, por tanto se deben tener en cuenta los procesos ligados a esta actividad y sus interrelaciones con otras.

Generalmente las oficinas de atención al cliente deben estar descentralizadas con el objeto de dar una mejor atención. Sin embargo existe la tendencia de utilizar el teléfono como medio centralizado de atención al público.

Las funciones relacionadas con la atención de emergencias deben estar descentralizadas para lo que se forman subcentros de distribución, siguiendo criterios como vías de acceso, distancia a los centros de consumo, etc. Sin embargo las facilidades de soporte de estos grupos deben estar menos descentralizadas con el objeto de abarcar varios subcentros en una misma zona, tomando como criterios la concentración y dispersión de los clientes.

Las Operaciones de Planeación e Ingeniería tienden a estar centralizadas casi completamente.

4.2 DEFINICIÓN DE OBJETIVOS DE LA EMPRESA

Los objetivos de la empresa determinan los resultados deseados y deben ser guía de todas las actividades que se lleven a cabo. Algunos de los objetivos para la empresa distribuidora y comercializadora de energía son :

- Suministrar a sus usuarios un servicio confiable, seguro, de buena calidad y al mas bajo costo posible y que se vean satisfechas las necesidades de demanda.
- Garantizar el desarrollo económico y financiero de la empresa en una forma sostenible en el corto y largo plazo.
- Aumentar el área de cobertura de los servicios, captar nuevos mercados e incrementar las ventas de energía.
- Promocionar activamente el uso productivo de la electricidad.

4.3 ORGANIZACIÓN

4.3.1 Operación de Medición. Una de la actividades que requiere de un control, cuidado y atención especial en una empresa comercializadora de energía es la cuantificación exacta de

la energía que se compra y vende. De la exactitud con que se mida la compra/venta de energía, y de la certeza que se tenga de que toda la energía que los consumidores utilizan está siendo medida, depende la cantidad de ingresos que pueda tener la empresa. Se debe exigir y controlar que la instalación del usuario este de acuerdo a los requerimientos normativos de la empresa.

Entre las pérdidas no técnicas se pueden mencionar básicamente : el robo de energía, errores en las lecturas y contadores en mal estado, etc. Estas anomalías son difíciles de detectar, pero con una legislación adecuada y controles estrictos se pueden reducir a niveles tolerables.

Esta Operación deberá tener entre sus principales funciones, las siguientes :

- Garantizar un adecuado abastecimiento del equipo de medida para el sistema.
- Revisar, calibrar, sellar y codificar todos los contadores a ser instalados y llevar registros actualizados de los mismos.
- Levantar un inventario físico actualizado de todos los medidores instalados. Esto permitirá identificar, consumidores conectados sin contador para tomar los correctivos necesarios ; y determinar el estado del equipo de medida para determinar su mantenimiento o reemplazo, si este es el caso.
- Elaborar un programa de mantenimiento y detección de anomalías del sistema de medición y establecer los requerimientos necesarios para garantizar la integridad en la medición.

- Realizar lecturas periódicas y supervisar las condiciones de medida de usuarios importantes.
- Tomar las acciones necesarias para reducir las pérdidas no técnicas en el sistema.

4.3.2 Operación Comercial y de Servicio. Esta Operación, al igual que la de Medición tiene un papel importante en el resultado de las finanzas de la empresa, puesto que este se encarga de abrir expediente a nuevos consumidores, para proceder a su respectivo cobro de energía consumida; se encarga de atender las solicitudes, dudas, reclamos, consultas y necesidades que los consumidores tengan relacionados con su servicio de energía.

Otra función de esta Operación, es mantener un programa permanente de cortes y conexiones, teniendo como meta, efectuar los mismos rigurosamente y recuperar la mayor cantidad posible de la cartera en mora ; así como también se encarga de fijar las políticas relacionadas con las tarifas y ventas de la empresa.

Los cortes y conexiones se deben priorizar, haciendo un compromiso entre el monto de la deuda y la importancia de los consumidores.

Para dar un buen servicio se debe, en lo posible, descentralizar la atención al público. Esto implica la creación de centros de atención localizados en puntos estratégicos. Idealmente en estos centros el consumidor debe poder pagar su recibo de energía, iniciar cualquier trámite y/o resolver consultas y dudas. Lo anterior es costoso debido a que se debe contar con equipo de información de datos en línea.

Por lo costoso que resulta la descentralización, la tendencia actual es hacia la atención de ciertas funciones vía teléfono y/o fax. Pero para que esto funcione, la atención debe ser eficaz y garantizar al consumidor que su problema será resuelto sin necesidad de su presencia.

Es importante que en esta Operación se preste un servicio rápido y eficiente, ya que se tiene trato directo con los usuarios, y de la forma como se desempeñe puede beneficiar o perjudicar la imagen de la empresa.

Las ventas y mercadeo : Es función de esta Operación promocionar las ventas de energía, esta promoción debe orientarse hacia el uso racional y productivo de ésta, de tal forma que, la electrificación sea un factor de progreso.

4.3.3 Operación de Ingeniería. Las funciones de la Operación de ingeniería son un poco complejas, por eso se recomienda que esté a cargo de un ingeniero electricista con experiencia y conocimiento del sistema, ya que tendrá entre sus principales funciones las siguientes :

- Participar de la planificación ordenada del sistema de distribución a corto y largo plazo.
- Elaborar el presupuesto anual de inversión determinando los costos, con justificación técnico económica, de todos los proyectos a realizar.

- Participar en el comité de normas de la empresa, con el fin de adaptar o normalizar las instalaciones de acuerdo con las condiciones del medio.
- Determinar las necesidades de capacitación del personal técnico y propio.
- Elaborar programas de mantenimiento preventivo y correctivo que aseguren la confiabilidad del sistema.
- Tomar acciones para reducir las pérdidas técnicas y no técnicas del sistema.
- Obtener y mantener actualizada la información técnica básica del sistema, mapas, diagramas, datos técnicos y estadísticos; necesaria para elaborar estudios de proyecciones del sistema, corto circuito, coordinación de protecciones, balanceo de cargas, etc.

4.3.4 Operación de Mantenimiento. Del desempeño de esta Operación dependerá en buena parte la calidad del servicio que se le brinde al usuario. La estructura funcional de mantenimiento más adecuada debe responder a las necesidades de la empresa, a los recursos disponibles y a la política de centralización/descentralización que resulte más rentable.

En forma general la Operación de mantenimiento debe ejecutar las funciones de inspección, revisión, ajuste, mantenimiento preventivo y reparación. Estas funciones se pueden agrupar en 2 áreas. *Equipos de protección*, como reclosers, seccionalizadores, etc, incluyendo, bancos de condensadores, equipo de medición y monitoreo, reguladores y sus controles; ordenando registros de operación y mantenimiento de cada unidad instalada. *Líneas*, la

inspección de las condiciones de la red, postes, herrajes, codificación y actualización de la información de la red.

Actualmente existe la tendencia a contratar el servicio de mantenimiento con una empresa especializada, lo cual, se ha comprobado, reduce los costos de operación y libra a la empresa de una buena parte de su carga laboral ; por lo cual es viable una consideración de éste tipo.

4.3.5 Operación Centro de control. A través del centro de control se alerta sobre condiciones de emergencia al personal de operación o cuadrillas. Las actividades de atención de emergencias consisten en : atención y registro de llamadas, despacho de vehículos, control de tiempo de trabajo y costeo de las actividades.

En el centro de control también se monitorean y controlan parámetros como voltaje y frecuencia del sistema, actividades de reestablecimiento, sobrecarga de equipos y líneas y manejar programas de racionamiento y control de demanda en condiciones de emergencia. Normalmente un centro de control moderno, opera con un sistema SCADA de distribución (análisis en tiempo real) -DMS- el cual monitorea todas las variables del sistema y si posee cierta automatización, puede ejecutar maniobras por si solo.

5. ANÁLISIS TARIFARIO

5.1 DEFINICIONES

Para los efectos de este análisis se adoptan las siguientes definiciones:

Actividad de Comercialización de Energía Eléctrica : Actividad consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera sea la actividad principal.

Comercializador de Energía Eléctrica : Persona natural o jurídica que comercializa electricidad, bien como actividad exclusiva o en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera sea la actividad principal. Personas que, según las Leyes 142 y 143 de 1.994, pueden desarrollar la actividad de comercializar energía eléctrica a usuarios finales regulados.

Costo de Prestación del Servicio : Es el costo económico de prestación del servicio que resulta de aplicar: a) las fórmulas generales de costos establecidas y b) el costo de comercialización particular aprobado por la Comisión para un determinado prestador del

servicio. Sobre el costo de prestación del servicio se determina el valor de la tarifa aplicable al suscriptor o usuario.

Libertad Regulada y período de regulación : Régimen de tarifas mediante el cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas fija los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas que presten el servicio público domiciliario de comercialización de energía eléctrica, pueden determinar o modificar los precios máximos que cobrarán a los usuarios finales regulados por el citado servicio ; durante en período de regulación vigente a partir del 1° de Enero de 1.998 hasta el 31 de Diciembre del año 2.002.

Mercado de Comercialización : es el conjunto de usuarios regulados conectados a un mismo sistema de transmisión regional y/o distribución local.

Sistema de Transmisión Nacional (STN) : Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 KV.

Sistema de Transmisión Regional (STR) : Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 KV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

Sistema de Distribución Local (SDL) : Sistema interconectado de energía eléctrica compuesto por redes de transmisión municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 KV y que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de distribución municipal, distrital o local.

Niveles de Tensión :

IV : Voltajes de mas de 60 KV	III : Voltajes entre 30 - 60 KV
II = Voltajes entre 1 - 30 KV	I : Voltajes menores de 1 KV

5.2 FÓRMULA TARIFARIA

Por medio de la resolución 031/97, el MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA a través de la COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS -CREG- aprueban las fórmulas generales que permiten a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación de servicio a usuarios regulados en el sistema interconectado nacional.

5.2.1 Objetivos de la Fórmula

- Establecer el régimen de Libertad Regulada en la comercialización a usuarios regulados.
- Definir metodología para establecer costos permitidos de prestación del servicio.

- Definir las tarifas aplicables a usuarios finales regulados para un período de cinco años.

5.2.2 La Fórmula General de Costos. Los costos de prestación del servicio están definidos en forma unitaria (\$/kWh), y están asociados con los costos que enfrenta la empresa en desarrollo de su actividad de comercialización.

El costo unitario reconocido se calcula según la fórmula :

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + T_{m,t,z}}{(1 - IPR_{n,t})} + D_{n,t} + O_{n,t} + C_{m,t} \quad (5.1)$$

donde:

n : Nivel de tensión.

m : Es el mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.

t : Años transcurridos desde el inicio de la aplicación de la fórmula (*t* = 0, 1, 2, 3, 4)

z : Zona eléctrica a la cual pertenece el comercializador, de acuerdo con la metodología vigente para los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional.

CU_{n,m,t} Costo unitario de prestación del servicio (\$/kW-h) para los usuarios conectados al nivel de tensión *n*, correspondiente al mes *m* del año *t*.

G_{m,t} Costos de compra de energía (\$/kW-h), conforme a la fórmula 5.7

T_{m,t,z} Costo promedio por uso del STN (\$/kW-h) correspondiente al mes *m* del año *t* en la zona *z*, conforme a la fórmula 5.5

- $D_{n,m}$ Costo de distribución (\$/kW-h) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m , conforme a la fórmula 5.6
- $O_{m,t}$ Costos adicionales del mercado mayorista (\$/kW-h), correspondiente al mes m del año t , conforme a la fórmula 5.12
- $PR_{n,t}$ Fracción (o porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n , reconocidas para el año t .
- $C_{m,t}$ Costo de comercialización (\$/kW-h) correspondiente al mes m del año t , conforme a la fórmula 5.3

5.2.3 Desarrollo de la fórmula

5.2.3.1 Las constantes

$\beta = 0.9$: Constante de ponderación para las compras del último mes.

C_0^* : Costo base de comercialización aprobado por resolución CREG según mercado de comercialización. (para todas las electricificadoras del país según resoluciones 33-74 ...)

5.2.3.2 Las constantes para un año

$$\begin{aligned}
 IPR_{t,t} : & \quad P_{IV} = 3.53\% & P_{t,t} = P_{t,0} \left(1 - t \frac{P_{t,0} - P_{t,f}}{4 P_{t,0}} \right) \\
 & \quad P_{III} = 5.06\% & \% \text{ de pérdidas de energía reconocidas, donde :} \\
 & \quad P_{II} = 7.10\% & P_t = P_{t,t} \quad \text{y} \quad P_{t,0} = 0,20 ; \quad P_{t,f} = 0,13 \\
 & \quad P_I \in (20,13)
 \end{aligned}$$

CER_{t-1} : Valor que efectivamente pagó el negocio de comercialización por concepto de SSPD y CREG en el año anterior.

V_{t-1} : Las ventas TOTALES facturadas entre 1^o de Enero y 31 de diciembre del año t-1 (kWh) por el comercializador

CFM_{t-1} : Consumo Facturado Medio de la empresa para el año anterior, en cada uno de los mercados que atienda; incluyendo Regulados y No-Regulados

$$CFM^{\text{mercado } m}_{t-1} = \frac{V^{\text{mercado } m}_{t-1}}{Facturas_{t-1}} \quad \text{Información de facturación de la empresa.}$$

$\Delta IPSE$: Varía anualmente un 1%. Para el primer año es igual a 0%, y para el último año 4%

P_{t-1} : Compras propias del año anterior con destino al mercado regulado.

$$P_{t-1} = \frac{\sum_{m=1}^{M=12} (Compra\$Contrato + Compra\$Bolsa)_m^{\text{Regulados}}}{\sum_{m=1}^{M=12} (kWhCompradosContrato + kWhCompradosBolsa)_m^{\text{Regulados}}} \quad (5.2)$$

Una vez hecho el Cálculo este valor es fijo para cada comercializador para el año t . En caso que en el mes $m-i$ el comercializador no hubiere efectuado ninguna transacción propia, el valor P_{m-i} deberá ser sustituido por M_{m-i}

5.2.3.3 Las actualizaciones mensuales. Las actualizaciones se realizan en base al Índice de Precios al Consumidor, IPC y al Índice de Precios al Productor IPP. La componentes IPC_0 ó IPP_0 y $IPP_{6,t}$ corresponden a el índice para el mes en que se realice la actualización y al mes de junio del año anterior, respectivamente .

$$C_{m,t} = \frac{C_0^*}{CFM_{t-1}} [1 - \Delta IPSE] \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0} \quad (5.3)$$

$$\alpha_{m,t} = 1 - \left(\frac{C_{m,t}(1 - PRI_{t,t})}{P_{t-1} \frac{IPP_{m-1,t}}{IPP_{6,t-1}}} \right) \quad (5.4)$$

$T_{m,t,z}$ Definido por zona para cada año según Resolución 008/97

$$T_{m,t,z} = T_{o,z} * \frac{IPP_{m,t}}{25101} \quad (5.5)$$

donde, $T_{o,z}$ corresponde a el cargo en \$/KW-h definido para la zona eléctrica respectiva.

$D_{n,m}$: Donde D_o esta definido por resolución según STR/SDL y nivel de tensión para cada empresa distribuidora (Res. 159-197...)

(5.6)

$$Dn,m = Do * \frac{IPP_{m,t}}{262.10}$$

$G_{m,t}$: Los costos máximos reconocidos al comercializador por compras en el mercado mayorista.

$$G_{m,t} = \beta \left[\alpha_{m,t} P_m + (1 - \alpha_{m,t}) M_m \right] + (1 - \beta) P_{m-1} \quad (5.7)$$

$$P_{m,t} = \frac{\sum_{i=1}^{12} \left(P_{m-i} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-i}} \right)}{12} \quad (5.8)$$

$$P_{m-i} = \frac{Compras_{m-i}^{Reg.} + Re\ fact. S_{m-i}^{Reg.}}{Com\ p. kWh_{m-i}^{Reg.} + kWh\ Re\ fac. m-i^{Reg.}} \quad (5.9)$$

Los P_{m-i} son calculados con base en lo que le es facturado al comercializador por transacciones en el M/cdo. Mayorista.

$$M_{m,t} = \frac{\sum_{i=1}^{12} \left(M_{m-i} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-i}} \right)}{12} \quad (5.10)$$

Costo promedio de “Todas” las transacciones en el Mercado mayorista a nivel nacional, con destino a usuarios finales. No se incluyen las transacciones que no tengan destino usuario final.

$$M_{m-i} = \frac{\sum_{e\ Comer.} Pesos\ Pagados_{m-i}}{\sum_{e\ Comerc.} Compras\ kWh_{m-i}} \quad (5.11)$$

$O_{m,t}$: Costos adicionales del mercado mayorista.

$$O_{m,t} = \frac{CER_{t-1}}{V_{t-1}} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{6,t-1}} + \frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 \left(\frac{CRS_{(m-1)-i}}{V_{(m-1)-i}} * \frac{IPP_{(m-1)}}{IPP_{(m-1)-i}} \right) + \frac{CCD_{m-1}}{1-PR_{I,t}} \quad (5.12)$$

$CRS_{(m-1)-i}$: Restricciones Globales que el comercializador enfrenta. (\$).

$V_{(m-1)-i}$: Ventas a usuario final en kW-h. Se obtienen de las facturas expedidas entre el 1er. día de cada mes y el último.

CCD_{m-1} : La suma de los cargos por CND, CRDs y SIC. Se obtienen de la factura que el SIC expide. Se incluyen los valores de refacturaciones de ser el caso. (\$/kW-h)

5.3 CONSIDERACIONES GENERALES

- Como requisito para la aplicación del régimen regulado en cuanto a actividades de comercialización y distribución, es indispensable presentar ante la CREG el estudio de costos necesario para que ésta apruebe a cada comercializador el costo base de comercialización aplicable y el cargo por uso del Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local respectivamente.

- Las fórmulas generales de costos y la metodología para determinar el costo base de comercialización, regirán por cinco años contados a partir del primero (1°) de enero de 1.998 y hasta el 31 de diciembre del año 2.002.
- Vencido el período de vigencia de las fórmulas de costos y de la metodología de determinación del costo base de comercialización, continuarán rigiendo mientras la Comisión de Regulación de Energía y Gas no fije las nuevas.
- Dado que el período regulatorio termina en diciembre del 2.002, y el horizonte de planeamiento abarca hasta el año 2.010; para fines de este estudio, se considera el mismo régimen para los años siguientes.

5.4 CARGO POR USO STR Y/O SDL

5.4.1 Principios generales. Los principios generales y la metodología para el establecimiento del cargo por uso de STR y/o SDL, se aprueba en la resolución CREG 099/97. La metodología que se aplicará para el cálculo de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local tendrá en cuenta los siguientes principios generales:

- a) En el caso de los transportadores cuyo estudio de costos genere cargos por uso superiores al 120% del cargo promedio nacional en cada nivel de tensión, la Comisión adoptará una estructura de costos que considere el promedio nacional, ponderado por energía, de cada nivel de tensión, con un límite máximo para esas empresas, del 120% de dicho promedio, con el fin de proteger a los usuarios de enfrentar sobrecostos por la

expansión no económica de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local.

- b) Los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y/o Distribución Local (SDL) serán aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de forma tal que los usuarios finales de las redes *paguen un cargo único por su uso al comercializador que los atiende, independientemente del número de propietarios de las redes.*
- c) Cuando una empresa transportadora utilice redes de otros Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local, se considerará un usuario de esas redes y, en tal caso, *deberá pagar al respectivo transportador el cargo que le haya sido aprobado a éste, en el nivel de tensión correspondiente.*
- d) Los cargos por uso que la CREG apruebe para un transportador incluirán los costos asociados con los sistemas eléctricos necesarios para llevar el suministro desde la conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN) hasta el punto de entrega al usuario.
- e) Los transportadores que no estén conectados directamente al Sistema de Transmisión Nacional, son usuarios de otros transportadores, y en tal caso *quedarán sujetos a lo dispuesto en el literal b.*
- f) Los comercializadores de usuarios regulados, los usuarios no regulados a través del respectivo comercializador, y otros transportadores que sean usuarios de Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local, *pagarán a los transportadores los cargos*

aprobados por la CREG por uso de los STR y/o SDL, de acuerdo con la metodología para el cálculo de estos cargos.

- g) Los cargos remunerarán al transportador la infraestructura eléctrica necesaria para llevar el suministro desde la salida del Sistema de Transmisión Nacional, hasta el punto de entrega al usuario. Incluyen los costos de conexión del sistema del transportador al STN, pero no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo sistema.

La metodología que deben utilizar los transportadores en todos los niveles de tensión, para el cálculo de los cargos por uso de los STR y SDL será la de costos medios por energía.

Los cargos por uso que apruebe la CREG a los transportadores, reconocerán los costos en que éstos incurren, dentro de condiciones de eficiencia, para cumplir con su propósito. Una parte de estos costos provienen de la necesidad de mantener un acervo de capital y comprenden, tanto los asociados con la depreciación de los activos, como los relacionados con el costo de oportunidad de dicho capital. Los demás costos, provienen de los gastos de administración, operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica, así como de los pagos que deben realizar a terceros por concepto de conexiones al Sistema de Transmisión Nacional y/o Sistemas de Transmisión Regional o Distribución Local, y los pagos por servicios de Centros Regionales de Despacho que haya aprobado la Comisión.

5.4.2 Cálculo de los cargos. Se calcula el cargo correspondiente al sistema propio, entendiéndose por éste la infraestructura eléctrica, independientemente de la propiedad de

la misma, requerida para prestar el servicio en el área geográfica determinada. El cargo para la futura empresa se constituye en dos componentes principales :

- Un cargo que se paga a un transportador (del cual la empresa sería usuario) por uso de sus redes (STR y/o SDL), de acuerdo a la zona eléctrica donde se encuentre.
- Un cargo por uso del sistema eléctrico propio, es decir, desde la frontera propuesta hasta la entrega de energía al usuario final. Este cargo tiene en cuenta las nuevas inversiones en el sistema de distribución.

Dado que el cargo total depende del cargo aprobado por la CREG para la zona eléctrica específica, el cargo único a cobrar tendrá en cuenta estas dos componentes. Para este fin, es necesario informar a la Comisión, sobre las cantidades de energía recibidas en cada nivel de tensión y de los transportadores que les prestan el servicio de transporte, correspondientes al último año histórico. Esta información en nuestro caso se obtiene de la proyección de demanda realizada.

Para efectos de este estudio, la primera componente del cargo a cobrar a los futuros usuarios se asume como el cargo aprobado a ELECTRIBOL por uso de su sistema mediante resolución 163/96. Esta consideración es válida si se tiene en cuenta que : El valor del cargo finalmente es una relación del costo acumulado por nivel entre la energía útil de cada nivel, y si se tiene en cuenta que las inversiones realizadas con factibilidad financiera proponen un aumento de la demanda tal que se convierta en una fuente de retorno del

capital invertido, es posible predecir que el valor del cargo para cada nivel se mantenga aproximadamente constante.

La segunda componente del cargo a cobrar se calcula considerando la nueva infraestructura a realizar (Sistema de Distribución) y la proyección de demanda.

El cargo se obtiene para el horizonte de planeamiento (2.001 - 2.010) considerando las inversiones que trae consigo la configuración del nuevo sistema, es decir, la construcción del alimentador o alimentadores que partirán de la subestación zona Norte 1 y el costo de conexión al sistema de distribución local.

A continuación se muestran el flujo de energía y los cálculos de costos acumulados por nivel para el establecimiento del cargo. El cargo se calcula para el nivel más crítico, es decir, cuando se presenta la mínima energía vendida (año 2.001) y por consiguiente el valor mas alto.

Para estimar el costo total de la inversión a realizar se muestra en la figura 3 el siguiente esquema de la futura subestación, al cual hace referencia el cuadro 24.

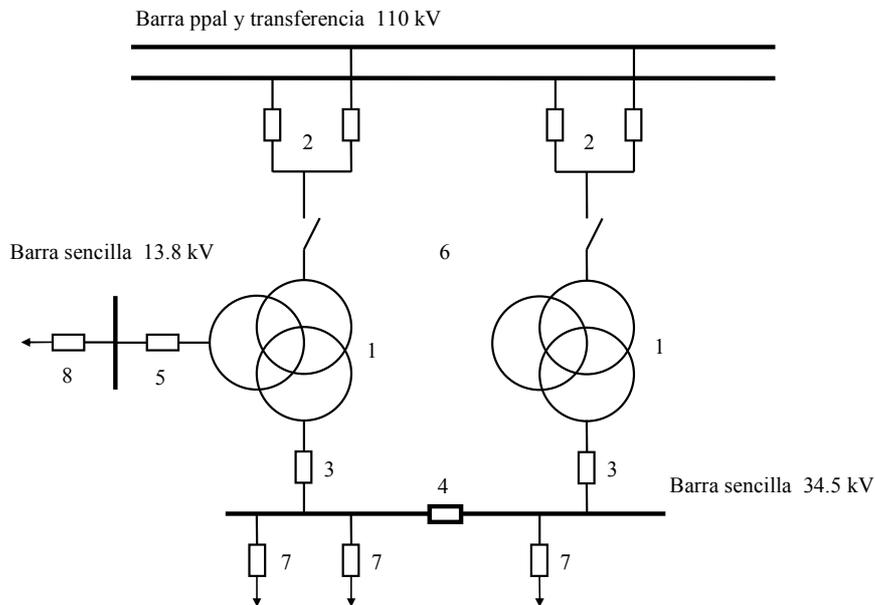


Figura 3. Descripción de la inversión a realizar

El valor de los costos se define según resolución 155/97, donde se aprueban los costos máximos de reposición a nuevo que se tienen en cuenta para valorar los activos que forman parte de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local dentro del Sistema Interconectado Nacional. Estos costos están referidos a M\$ de Dic / 96 fecha en que se aprueba el cargo para ELECTRIBOL.

Cuadro 24. Descripción de la inversión a realizar [M\$ de Dic / 96]

Item	Concepto	Nivel	Unidad	Costo	nivel III	nivel II	nivel I
Subestaciones							
1	T. tridiv 110/34.5/13.8 kv - 20 Mva	III	2	1.480,00	1.230,79	249,21	
2	Módulo de transf. Doble barra	III	2	746,00	746,00		
3	Módulo de transf. Barra sencilla	III	2	600,00	600,00		
4	Interruptor de acople	III	1	20,73	20,73		
5	Módulo de transformador	II	1	265,00		265,00	
6	Terreno		1	5,00	4,16	0,84	
7	Módulo de línea 34.5 Kv	III	3	906,00	906,00		
8	Módulo de línea 13.8 Kv	II	1	221,00		221,00	
	Total			4.243,73	3.507,68	736,05	
Líneas y redes							
9	Km de línea a 34.5 KV	III	29,59	1.044,53	1.044,53		
10	Km de línea a 13.8 KV	II	62,54	1.688,58		1.688,58	
11	Redes secundarias	I	26,83	321,96			321,96
	Total			3.055,07	1.044,53	1.688,58	321,96

12	Trafos de distribución					
	Trafos	I	28	49,30		49,30
	Total			49,30		49,30

El cargo por uso de los STR y/o SDL, serán acumulados por nivel de tensión. El procedimiento para determinar los cargos acumulados por nivel de tensión requiere que se realice primero una acumulación de costos por nivel de tensión, y luego se determine el cargo acumulado correspondiente. El costo acumulado hasta un nivel de tensión determinado está dado por los costos propios de ese nivel, más los costos acumulados de otros niveles multiplicado por la relación entre los flujos que salen hacia el nivel en que se está acumulando el costo, y los flujos totales que salen de esos niveles. Los costos totales propios de cada nivel de tensión se muestran en el cuadro 25.

Cuadro 25. Costos propios de cada nivel [M\$ de Dic. / 96]

Tipo	Nivel IV	Nivel III	Nivel II	Nivel I	TOTAL
Subestaciones	0,00	3.507,68	736,05	0,00	4.243,73
Líneas y Redes	0,00	1044,53	1688,58	321,96	3.055,07
Trafos de Distribución	0,00	0,00	0,00	49,3	49,30
Total Activos Eléctricos	0,00	4.552,21	2.424,63	371,26	7.348,10
CLD's (Centros Locales de Distrib.)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Construcciones	0,00	2,57	1,63	0,00	4,20
Vehículos	0,00	19,8	12,6	0,00	32,40
Muebles	0,00	27,8	17,6	0,00	45,40
Equipo de Computo	0,00	12,22	7,78	0,00	20,00
TOTAL	0,00	4.614,60	2.464,24	371,26	7.450,10

El costo propio de un nivel de tensión está dado por el costo anual equivalente de los activos asignados al nivel, los gastos de AOM, los pagos o costos por concepto de conexión al STN de ese nivel, y los montos de la facturación causada por concepto de uso de otros sistemas correspondientes a los flujos de energía que entran a ese nivel, tal como se indica

en el cuadro 26. La acumulación de costos hasta un nivel de tensión determinado se realiza utilizando flujos de energía, calculados a través de los cuadros 27 a 31.

Cuadro 26. Costos anuales de capital y A.O.M propios de cada nivel
[MS de Dic/96]

Tipo	Nivel IV	Nivel III	Nivel II	Nivel I	TOTAL
Subestaciones	0,00	444,80	108,06	0,00	552,85
Conexión al S.T.N.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Líneas y Redes	0,00	132,45	247,89	47,27	427,61
Trafos de Distribución	0,00	0,00	0,00	8,33	8,33
CLD's (Centros Locales de Distrib.)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Construcciones	0,00	0,23	0,15	0,00	0,38
Vehículos	0,00	3,09	1,96	0,00	5,05
Muebles	0,00	4,33	2,74	0,00	7,07
Equipo de Computo	0,00	3,14	2,00	0,00	5,14
TOTAL	0,00	588,04	362,81	55,60	1.006,45

Los cargos acumulados en cada nivel de tensión se calculan dividiendo el costo acumulado del nivel entre la energía útil de cada nivel. La energía útil se calcula como la energía disponible menos las pérdidas reconocidas, de acuerdo con el modelaje de la red mostrado en la figura 4.

**MODELAJE DE RED ELETRICOOP
BALANCE DE ENERGÍA ANUAL**

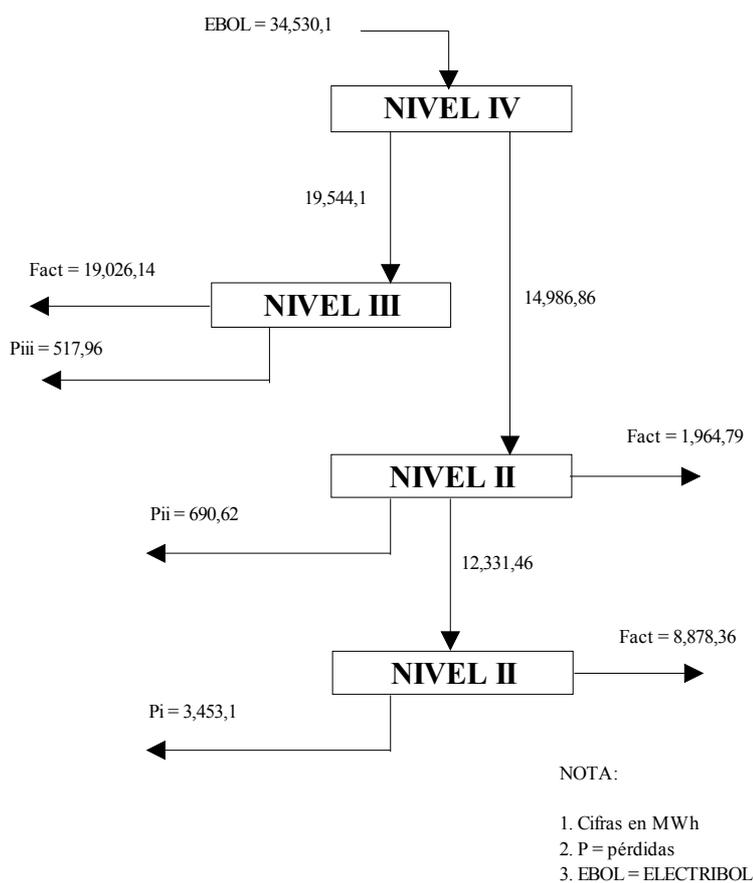


Figura 4. Modelaje de red y balance de energía

Cuadro 27. Flujos de energía anual niveles IV y III

NIVEL IV				NIVEL III			
Entra		Sale		Entra		Sale	
ELECTRIBOL	34.530,96	Nivel III	19.544,10	Nivel IV	19.544,10	Fact	19.026,14
		Nivel II	14.986,86			Perdidas	517,96
		Perdidas	0,00				
TOTAL	34.530,96	TOTAL	34.530,96	TOTAL	19.544,10	TOTAL	19.544,10

Energia Util	34.530,96	Energia Util	19.026,14
--------------	-----------	--------------	-----------

Cuadro 28. Flujos de energía anual niveles II y I

NIVEL II				NIVEL I			
Entra		Sale		Entra		Sale	
Nivel IV	14.986,86	Nivel I	12.331,46	Nivel II	12.331,46	Fact.	8.878,36
		Fact	1.964,79			Perdidas	3.453,10
		Perdidas	690,62				
TOTAL	14.986,86	TOTAL	14.986,86	TOTAL	12.331,46	TOTAL	12.331,46
Energia Util			13.022,07	Energia Util			8.878,36

Cuadro 29. Matriz de flujos útiles

Nivel	IV	III	II	I	Flujo Util
IV	0,00	19.544,10	14.986,86	0,00	34.530,96
III		19.026,14	0,00	0,00	19.026,14
II			1.964,79	12.331,46	14.296,25
I				8.878,36	8.878,36

Cuadro 30. Relaciones de flujos

Niveles	IV	III	II	I
IV		1 0,56598766	0,43401233	0
III			1	0
II				1 0,86256603
I				

Cuadro 31. Costos acumulados por nivel

Niveles	IV	III	II	I
IV	0,00	0,00	0,00	0,00
III		588,04	0,00	0,00
II			362,81	312,94
I				55,60
TOTAL	0,00	588,04	362,81	368,54

Cuadro 32. Costos acumulados y cargos por uso [M\$ de Dic. / 96]

Nivel de Tensión	C acum [M\$/Año]	Energía útil [kW-h]	C Coop [\$/KW-h]	C EBOL [\$/KW-h]	C Total [\$/KW-h]	C Max [\$/KW-h]
IV	0,00	34.530,96	0,0000	4,0128	4,0128	6,1407
III	588,04	19.026,14	0,0309	11,6082	11,6391	13,8100
II	362,81	13.022,07	0,0279	12,0079	12,0358	23,9282
I	368,54	8.878,36	0,0415	23,5765	23,6180	49,9556

El cargo total resultante se compara con los límites máximos establecidos por resolución 155/97, donde la CREG adopta una estructura de costos que considera el promedio nacional, ponderado por energía, de cada nivel de tensión, con un límite máximo en los cargos de uso de las empresas transportadoras, del 120 % de dicho promedio, con el fin de proteger a los usuarios de enfrentar sobrecostos por la expansión no económica de los STR y/o SDL.

En el cuadro 32 se muestra el cálculo del cargo para el año 2001 y en el cuadro 33 se calcula para cada año durante el horizonte de planeamiento en función de la energía vendida.

Cuadro 33. Cargo por uso de STR y/o SDL proyectado en función de la energía vendida

	Nivel	Cargo max	2001	2002	2003	2004	2005
Energía vendida	III		19.544	29.095	35.021	39.954	45.729
	II		14.987	15.920	16.976	18.180	19.561
MW -h	I		12.331	12.849	13.419	14.052	14.761
Cargo	III	13,8100	11,6391	11,6289	11,6254	11,6232	11,6213

Coop.	II	23,9282	12,0358	12,0343	12,0330	12,0317	12,0305
\$/KWh	I	49,9556	23,6180	23,6203	23,6204	23,6196	23,6189

	Nivel	Cargo max	2006	2007	2008	2009	2010
Energía	III		52.510	60.498	69.939	81.133	94.651
vendida	II		21.152	22.997	25.147	27.666	30.659
MW -h	I		15.563	16.478	17.533	18.759	20.197
Cargo	III	13,8100	11,6196	11,6181	11,6168	11,6156	11,6145
Coop.	II	23,9282	12,0292	12,0279	12,0266	12,0252	12,0239
\$/KWh	I	49,9556	23,6183	23,6178	23,6175	23,6174	23,6177

5.5 COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN

Para establecer el Costo Base de Comercialización eficiente C_o^* , la “CREG” adopta la metodología de punto extremo: “Análisis Envoltente de Datos”. Este método de punto extremo se utiliza para evaluar la eficiencia relativa de un grupo de unidades administrativas o productivas, y permite construir una frontera de eficiencia relativa.

Con la metodología, si una muestra de comercializadores de un universo están en capacidad de producir Y unidades de *producto*, dadas X unidades de *insumos*, entonces otros comercializadores deben estar en capacidad de hacer lo mismo si operan eficientemente. Sobre el Costo de Comercialización eficiente obtenido para cada comercializador, se

establece un margen del 15%. El margen del 15% cubre tanto los riesgos de la actividad de Comercialización como el retorno del capital comprometido.

5.5.1 Cálculo de costos. El cálculo de estos costos estará basado en la descripción general de la estructura funcional y operativa planteada en el capítulo 4, describiendo los recursos humanos y el tipo de infraestructuras necesarias para la actividad de comercialización del servicio.

Como un criterio de aplicación y/o distribución de costos se utiliza el método ABC del costo, el cual, agrupa o relaciona los costos directamente con la actividad que los genera. Para hallar el costo total de comercialización es indispensable conocer y gestionar las actividades del proceso, analizar los elementos económicos necesarios para realizar estas actividades y definir para que o para quienes se hace el trabajo dentro de la organización.

El costo resultante se dará en \$ / factura, para lo cual se utiliza la proyección de usuarios realizada en el capítulo 2. El valor que proceda de este cálculo se compara con el aprobado para cada una de las electrificadoras del país y/o con la media nacional, por medio con la cual se establece un criterio de aceptación.

La descripción general de la operación Comercialización y sus áreas de apoyo se muestran en la figura 5 y 6 a continuación :

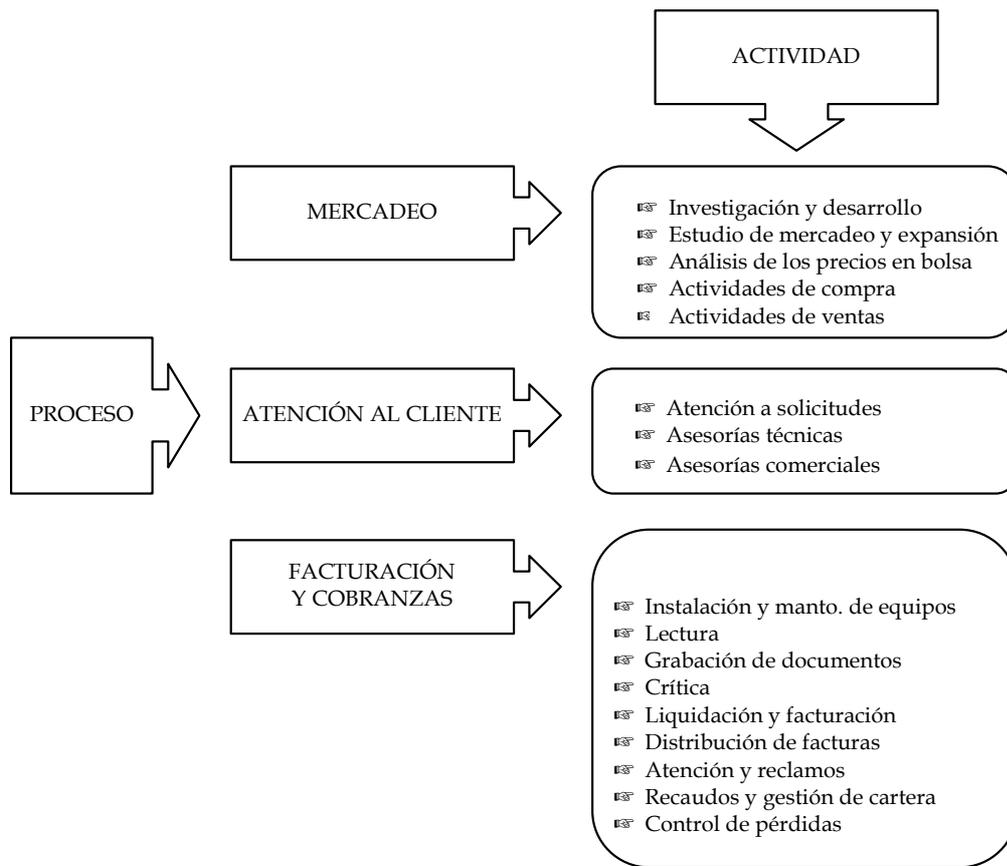


Figura 5. Descripción general de la operación comercialización

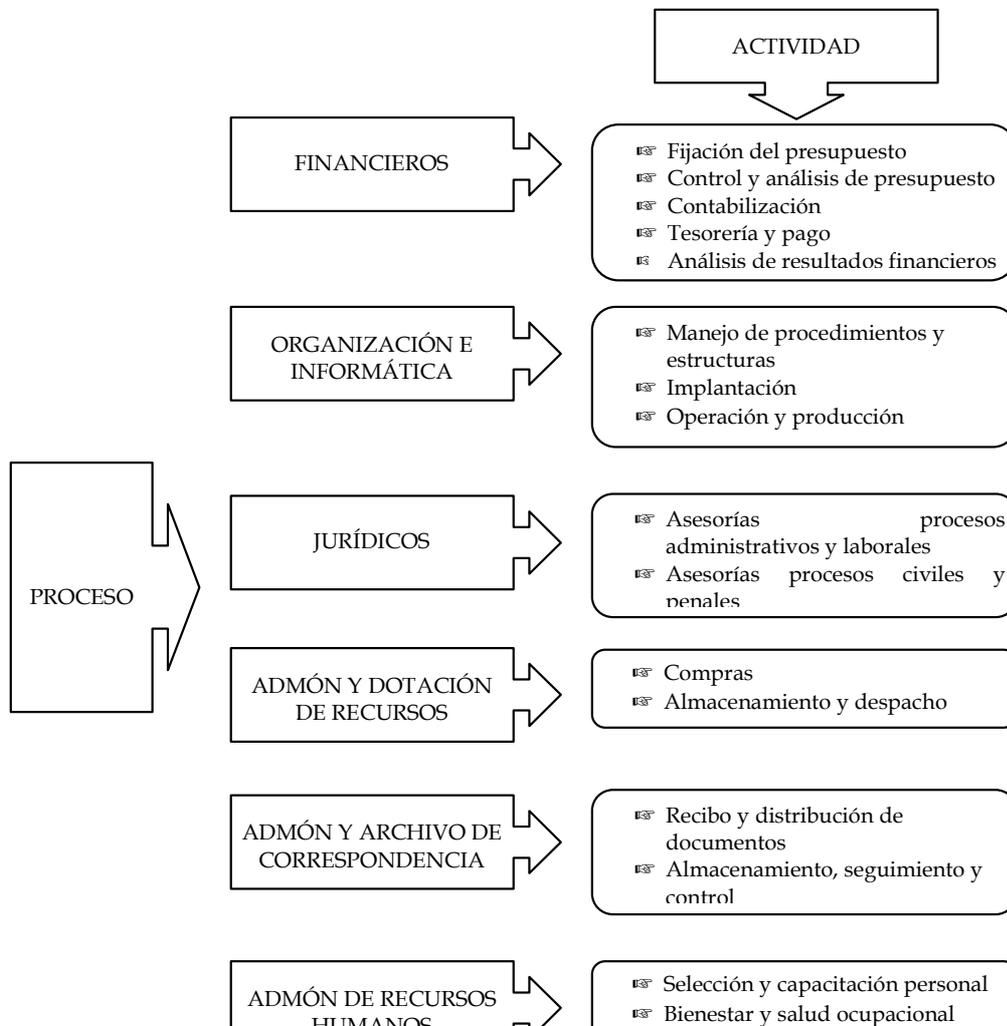


Figura 6. Descripción general de la operación áreas de apoyo

Las actividades antes mencionadas sugieren una estructura funcional, tal como lo indica la figura 7, la cual se aparta de una estructura organizacional propiamente dicha que acarrearía sobrecostos en la prestación del servicio dadas las condiciones iniciales de la zona.

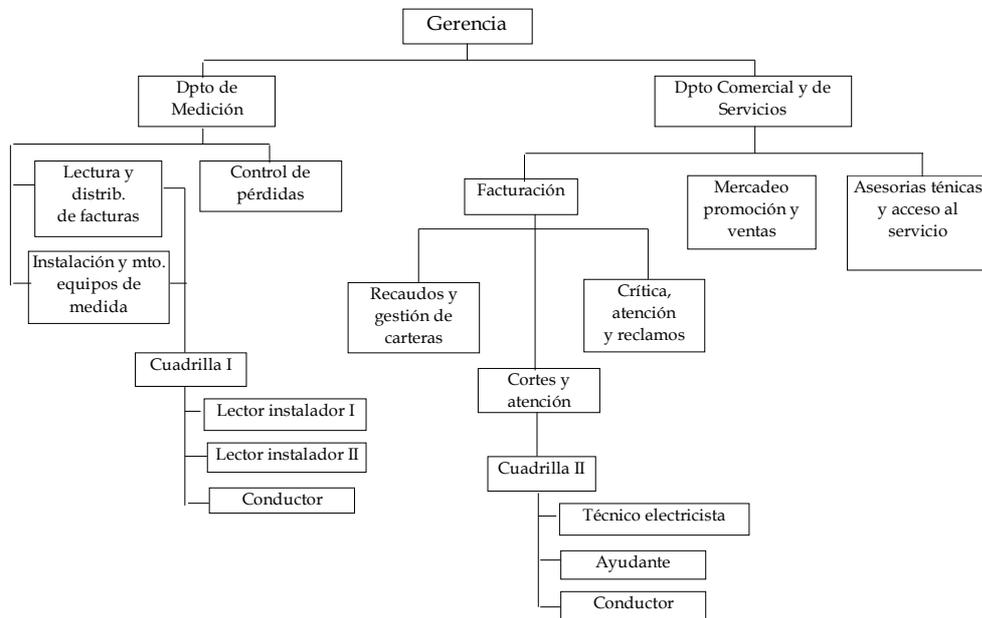


Figura 7. Estructura funcional de comercialización

A partir de esta descripción se asignan los costos para cada actividad, como se indica en el anexo K.

En el cuadro 34 se realiza un cálculo tipo para obtener el factor prestacional de la empresa, utilizando un supuesto salario básico de un millón de pesos y la legislación de la ley 50 de 1.990. El gran total de los costos se muestra en el cuadro 35.

Cuadro 34. Cálculo tipo de prestaciones

Item	Costo
Salario básico	1.000.000
Salud (las 2/3 del 12%)	80.000
Pensión (3/4 de 13.5 %)	101.250

Primas (30 días al año)	83.333
Vacaciones (15 días al año)	41.667
Cesantías + Intereses (ley 50 de 1990)	93.333
Dotación (4 uniformes)	16.667
Total	1.399.583
Factor prestacional	1,3996

Cuadro 35. Costos de comercialización [\$ de Feb. de 1998]

Operación	Personal	Servicios varios	Prestaciones	Total
Comercialización	11.850.000	2.250.000	4.985.063	19.085.063
Areas de apoyo	5.675.000	1.097.757	2.359.302	9.132.059
Total	17.525.000	3.347.757	7.344.365	28.117.122

5.5.2 Proyección del Costo Base de Comercialización. El costo *base* de comercialización se calcula entonces como el costo total sobre el número de facturas a expedir, lo cual se obtiene de la proyección de usuarios para cada escenario realizada en el capítulo 2.

El costo de comercialización calculado se determina en pesos de febrero de 1998. Se compara con el costo base aprobado para ELECTRIBOL según resolución 034 / 97, el cual es 3.788 pesos de diciembre de 1995; y luego ambos costos se refieren al año 2001 y durante el horizonte de planeamiento.

La proyección de estos costos se realiza en base al Índice de Precios al Productor Nacional (IPP) cuya fuente de información es la Unidad de Análisis Macroeconómico - DNP - DAE de Febrero 3 de 1998. En el anexo L se muestra la proyección del costo de comercialización para los tres escenarios supuestos.

5.6 PRECISIONES Y OBSERVACIONES

El régimen de costos que incorpora la fórmula general reconoce las componentes variables de comercialización, generación, transmisión, distribución y otras debidas a las modificaciones del marco regulatorio de las respectivas actividades.

Otras componentes de la fórmula tienen en cuenta costos adicionales del mercado mayorista compuestos por :

- Reconciliaciones y servicios complementarios.
Cargos por deficiencias o alteraciones causadas al sistema interconectado nacional por el sistema de distribución de la empresa principalmente por limitaciones en el suministro de potencia o soporte de tensión.
- Cargos CND (Centro Nacional de Despacho), CRD (Centros Regionales de Distribución) y SIC (Administrador de Sistema de Intercambios Comerciales).

Estos cargos cubren tanto los gastos causados por el despacho de energía en el Sistema Interconectado Nacional, como el monitoreo y operación de subestaciones y líneas de transmisión conectadas al STN (nivel de tensión IV).

- Contribuciones a las entidades de regulación y control (CREG y SSPD).

Estos cargos apoyan y sostienen el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional y reconocen servicios de coordinación, supervisión y control prestados por estas entidades. En la reglamentación referente al cálculo de estos cargos se expresa que ellos corresponden a un mínimo porcentaje (del orden del 1%) del valor de los gastos de funcionamiento de la entidad contribuyente.

Estos costos se reconocen en proporción directa a los KWh vendidos y se calculan mediante la fórmula citada en el apartado 5.2.3.3.

La aplicación de la fórmula de CU, supone el suministro de información histórica de la empresa prestadora de servicios, tales como flujos de energía y costos promedio de las transacciones propias en el mercado mayorista (compra venta de energía) correspondientes al año inmediatamente anterior. La determinación de estos datos para este estudio se convierten en un pronóstico efímero e irreal para fines de estimar el respectivo costo unitario.

Los factores que condicionan la futura empresa en las actividades de comercialización y distribución están basados principalmente en los cargos que dentro de la fórmula se refieren a dichas actividades. Estos cargos serían aprobados por la comisión según la metodología

existente, lo cual determina una eventual factibilidad. Por tal motivo el análisis está orientado a estimar “El Costo Base de Comercialización” y “El Cargo por uso de STR y/o SDL “ haciendo uso de la reglamentación metodológica vigente.

Las Leyes 142 y 143 de 1994 establecen la separación de los servicios de energía eléctrica en cuatro actividades como son : generación, transmisión, distribución y comercialización ; y ordenan a las empresas prestadoras de servicios públicos de energía eléctrica llevar a cabo una evaluación de su viabilidad empresarial por actividad. La CREG por medio de resolución 038/96 estableció condiciones sobre las cuales se debe realizar este estudio.

El manejo de dos de estas actividades en una misma empresa no puede estar soportado en el cruce de recursos financieros entre actividades, ya que éstas deben ser solventes de manera independiente, de tal manera que no se otorguen subsidios con el producto de uno de los servicios que no tiene amplia competencia, a otro servicio que si la tiene. La viabilidad de una actividad deberá estar soportada por una evaluación financiera que demuestre que la empresa podrá obtener los recursos necesarios, para el pago de las obligaciones laborales, operativas y financieras que haya contraído.

La metodología aprobada por la CREG para la determinación de los costos de las actividades de Comercialización (Costo base de comercialización) y Distribución (Cargo por uso de STR y/o SDL), tiene en cuenta condiciones de generación de recursos que permitan a las empresas realizar las inversiones necesarias para garantizar un nivel óptimo de servicio a los clientes de dicha actividad, al mismo tiempo que se genera la rentabilidad adecuada para remunerar las inversiones realizadas.

6. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

La selección de la zona Norte de Bolívar como zona de estudio, resulta de haberla identificado como región promisoría en cuanto a su desarrollo en el corto y mediano plazo, lo cual representa un potencial importante para el desarrollo de éste tipo de empresa.

Sin embargo, el sistema eléctrico Colombiano con base en las leyes 142 y 143 de servicios públicos, dicta una serie de normas que propenden por que las empresas prestadoras de

servicio realicen sus actividades de manera eficiente, protegiendo al usuario de sobrecostos en su tarifa.

Enmarcados en estos principios y el análisis de la fórmula de costo unitario, se obtienen los factores que determinan la respectiva viabilidad.

6.1 PARÁMETROS DE COMERCIALIZACIÓN

6.1.1 Densidad o dispersión de facturas (Facturas / Km). El carácter rural de la zona norte hace que exista mucha dispersión de las facturas.

El costo base de comercialización calculado es comparado con el aprobado para ELECTRIBOL principalmente por que en este último se representa el mercado a atender por la futura empresa, sin embargo la dispersión de las cuentas atendidas difiere a nivel global, por lo que el costo resultante puede ser mayor. Además, aunque el costo aprobado para Electribol no se encuentra dentro de los mejores márgenes de eficiencia a nivel nacional, se constituye en el mas inmediato competidor para la empresa dada su ubicación geográfica.

No obstante, es importante recordar que la CREG según resolución 177 / 97 estableció de manera transitoria, un régimen tarifario aplicable a los consumos de los usuarios regulados que estuvieran atendidos por empresas comercializadoras existentes que incursionaran en un nuevo mercado, o por empresas comercializadoras que entraran por primera vez a operar en el Sistema Interconectado Nacional. Estas empresas estuvieron sujetas a los costos de

referencia que se encontraban vigentes para las empresas comercializadoras que en ese momento atendieran el respectivo Mercado de Comercialización.

6.1.2 Escala o número de facturas. En el análisis comparativo realizado del costo base de comercialización para el horizonte de planeamiento (Anexo L), se presenta una diferencia que va disminuyendo a medida que el número de usuarios aumenta a través de los años. Es evidente entonces que debe haber un mínimo de usuarios a atender, de tal manera que se justifiquen los costos en que incurre la empresa en la prestación de un servicio eficiente y para unas determinadas condiciones.

6.1.3 Nivel de productividad (Planta de personal). En miras de cumplir con los objetivos trazados, es necesario contar con una planta de personal acorde a la estructura funcional operativa eficiente de la empresa, en la cual, se definan funciones específicas para cada empleado que deben ser remuneradas de acuerdo a la responsabilidad y calidad requeridas.

El costo resultante es el resultado de una interpretación funcional de la futura empresa, pudiendo esta ser mejorada en cuanto a su eficiencia y reducción de costos. Esta interpretación tiene en cuenta el conocimiento de la empresa en todas sus áreas y sus objetivos correspondientes, lo cual puede variar de acuerdo al enfoque y a las condiciones locales que se requieran.

Se tuvo una visión mas objetiva de las responsabilidades de cada miembro, luego de haber realizado el análisis por actividad y de haber corroborado éstas con funcionarios de la Electrificadora que laboran en sus respectivas áreas.

La nómina de personal obtenida es el resultado de la unión de criterios de eficiencia y minimización de costos. Una de las estrategias utilizadas con este fin es el “Outsorzing” o contrataciones externas, con las cuales la empresa se libera de costos de mantenimiento y carga prestacional que generan actividades como : Mantenimiento locativo, Vigilancia, Vehículos, Sistemas de información, etc.

El escenario actual de la zona presenta circunstancias que limitan en cierta forma la correcta estructuración de la empresa. El hecho de que existen pocos usuarios y además dispersos, sin mencionar una no muy significativa demanda de energía, hace que se genere un aumento en los costos iniciales. Es aquí donde se deben hacer interactuar las condiciones actuales con los criterios mencionados en el capítulo 4, con el objeto de brindar un servicio de calidad y eficiencia dentro del marco de factibilidad resultante.

El recaudo de la futura empresa también incide sobre el nivel de productividad que se requiera. En cuanto a esto se espera que se tomen las medidas necesarias para tal fin. El resultado que arroja este análisis supone este factor con un alto porcentaje. Así mismo, no se tienen en cuenta las dificultades que traería consigo el hecho de que el tipo de usuarios a atender en la zona sean en gran parte de estratos 1 2 y 3, los cuales están siendo subsidiados actualmente. Sin embargo, la regulación a este respecto provee de mecanismos como el Fondo de Solidaridad que suplen estas necesidades dado el caso que se requiera y según indicaciones del gobierno se prevé para el año 2001 el desmonte total de estos subsidios.

En definitiva, la variable que rige la viabilidad de la comercializadora ($Co^* = \$/Factura$) está definida principalmente por el aumento del número de facturas, sin dejar de mencionar

que debido a que las circunstancias iniciales son poco favorables en la zona, se tendrá un sobre costo ocasionado por el cubrimiento no rentable de algunos gastos de prestación del servicio, lo que sería factible de modelar de una manera objetiva teniendo un compromiso entre los costos propios, una estructura multifuncional de la futura empresa y la calidad del servicio a prestar.

6.2 PARÁMETROS DE DISTRIBUCIÓN

6.2.1 Demanda (energía requerida o disponible). La demanda de energía esta supeditada a la velocidad con que se presenta el desarrollo de los proyectos e inversiones a realizar en la zona, debido a que el incremento de la demanda esta sujeto en su mayor parte a la carga representada por ellos. El objeto principal de la definición de los 3 escenarios de proyección de demanda en el capítulo 2, es el de simular los factores que inciden en un mayor o menor desarrollo de la región.

La construcción del anillo vial y la cercanía de la costa así como la declaración de la zona como franca turística a atraído la atención de muchos inversionistas, sin embargo, la poca disponibilidad de potencia en el sistema actual hace que muchos proyectos se vean opacados en sus proyecciones a largo plazo, lo que se espera sea estimulado con la infraestructura eléctrica propuesta para la zona.

6.2.2 Inversión (Infraestructura a realizar). En el diseño del nuevo sistema de distribución se tuvo en cuenta la infraestructura actual, de forma tal que hiciera parte de la reconfiguración resultante, lo que reduce el total de la inversión, ya que en un futuro para

atender a los usuarios actuales no sería necesario inversiones adicionales. Sin embargo no se encontró una figura que interpretara el hecho de que los activos fueran administrados por agentes diferentes a sus propietarios, por lo que se optó por incluirlos en la inversión a precios de reposición.

El cálculo del cargo por uso del sistema de distribución local se realiza basado en la demanda final esperada que topa la capacidad de los alimentadores propuestos, esto refiere el costo de la inversión al beneficio total esperado.

El cargo propio calculado es mínimo e incide muy poco en el cargo final, lo que significa que la demanda prospectada justifica la inversión a realizar desde el punto de vista de la expansión económica del sistema de distribución.

Dado que el cargo total determinado es menor que los límites máximos definidos por la CREG según resolución 115 / 96, la viabilidad de la distribuidora recae entonces sobre el hecho de que se cumpla con los parámetros reconocidos por la metodología que se aplica para el cálculo del cargo. Estos parámetros se definen principalmente por :

- Porcentaje acumulado de pérdidas de energía reconocido en cada nivel de tensión referidos a la energía disponible.
- Porcentajes reconocidos para gastos de A.O.M en cada nivel de tensión.

Cuadro 36. Porcentajes reconocidos por la fórmula de cargos por uso STR / SDL

Parámetro	Nivel de tensión			
	IV	III	II	I

% de pérdidas	1,5	3	5	15
% A.O.M.	2,5	2,5	4,5	4,5

- Tasa de retorno del 9% anual.

La tasa de retorno para el sector eléctrico Colombiano es del 9 % anual tal como se regula en las resoluciones 099 / 97, luego en la 218 / 97 en donde se reduce a 8.5%, pero por presiones de los diferentes agentes del sector es reconsiderada al 9% en resolución 251/ 97.

Esto significa que cualquier persona que quiera invertir en el sector eléctrico Colombiano debe hacerlo con recursos propios o conseguir crédito en el mercado financiero con tasas inferiores, lo cual es bastante improbable. Este hecho hace prever que la inversión provenga de entidades del gobierno o bien contribuciones accionarias de los socios que conformen la empresa.

La filosofía aplicada en la determinación de esta tasa de retorno sugiere que el distribuidor en el plazo de vida útil de sus activos, se le genere la rentabilidad necesaria para su reposición.

6.3 ANÁLISIS DE LA ZONA NOR-ORIENTAL

La selección de la zona de estudio para este proyecto fue el resultado de haber definido áreas en principio interesantes para la implementación de empresas de amplia base, de lo cual resulta la zona norte de Bolívar por razones antes mencionadas. Sin embargo tratando de identificar la subestación Bayunca como una frontera geográfica para la futura empresa, se vislumbra la posibilidad de incluir la zona nor-oriental del departamento como una extensión de ésta.

El servicio de distribución primaria de energía a la zona nor-oriental del departamento de Bolívar cubre cerca de cuatro municipios y siete corregimientos con sus respectivos tramos de transmisión, a través del alimentador identificado como Bayunca 1, que está en operación hace cerca de 28 años, y el cual ha tenido un crecimiento vegetativo marcado por las necesidades de la región. La longitud estimada del alimentador matriz es cerca de 76 Km hasta el punto más distante y parte de la subestación Bayunca alimentando principalmente cargas rurales.

Las expectativas de crecimiento que se presentan en esta área son realmente bajas, se desarrollan principalmente actividades de tipo agrícola y no existen incentivos para inversiones ya que no hay garantías en el suministro de energía si se tienen en cuenta las condiciones de operación del alimentador Bayunca 1, en cuanto a su mala calidad y confiabilidad de servicio por un lado y las altas pérdidas por otro.

La proyección y planeación que las autoridades Gubernamentales de orden municipal y departamental preparan en coordinación con la Electrificadora de Bolívar prevén más que el desarrollo de la zona nor-oriental del departamento, adelantar políticas que permitan mejorar el suministro de energía en esta región con el fin de estimular el desarrollo social y económico de la zona que actualmente se muestra deficiente.

Esto conlleva a que se planteen soluciones de tipo estructural a mediano y largo plazo que se tornan fuera del alcance de esta investigación, las cuales se tramitan a través del gobierno departamental y por iniciativa de la Electrificadora de Bolívar S.A. E.S.P., en aras de obtener los recursos necesarios para la construcción, montaje y puesta en servicio de una subestación, de 66/13,8 KV y sus líneas asociadas, para los municipios de Villa Nueva y Arenal.

Por lo anterior expuesto y luego de realizar un análisis comparativo de cada uno de los factores que determinan la viabilidad de una empresa Comercializadora y Distribuidora identificados en el apartado anterior, se considera no viable la extensión de la empresa hacia esta zona mientras no se desarrolle la infraestructura eléctrica necesaria y se torne como una zona provista de amplios patrones de recuperación de inversión.

CONCLUSIONES

Es claro que la infraestructura eléctrica actual en la zona norte, como queda demostrado en este estudio, es insuficiente para atender la demanda futura prevista. Por lo tanto los resultados del estudio de expansión realizado por la Electrificadora de Bolívar tomados como punto de referencia, condicionan los planteamientos, alcances y consideraciones que resultan de esta investigación.

La característica de usuarios en la zona de influencia del alimentador Bayunca 3 es de tipo estrato bajo, especialmente las poblaciones. Pero debido a la declaración de la zona como franca turística teniendo en cuenta su ubicación geográfica y la realización del proyecto anillo vial, la zona promete a convertirse de tipo turístico residencial con influencia del sector comercial en las poblaciones aledañas.

Es de esperar que el desarrollo de la infraestructura eléctrica incentive el potencial de la zona, ya que los inversionistas tendrán una visión mas atractiva para invertir. La prueba de esto es que existen alrededor de 25 proyectos de tipo turístico y comercial y actualmente se desarrollan las infraestructuras de gas y agua para la zona. Por lo tanto la ampliación del

mercado de energía hacia la zona provee de factores de recuperación de inversión a proyectos como el que nos compete, sin los cuales sería nula su factibilidad, lo cual no se presenta para la zona de influencia del alimentador Bayunca 1.

No obstante, la constitución Colombiana en sus leyes 142 y 143 de servicios públicos y a través de la CREG, regula y establece normas que propenden por la eficiencia, calidad y competitividad de las empresas prestadoras de servicios, lo cual define parámetros que aprueban la creación de una empresa de este tipo.

Esta regulación hace que el panorama de viabilidad de una empresa este condicionado, de la mano con el desarrollo socioeconómico de la región, a requisitos técnicos, operativos y administrativos que se relacionan estrechamente con el cubrimiento de costos eficientes de la empresa prestadora de servicio.

El estudio detallado de la fórmula de costos de prestación de servicio y el análisis de cada una de sus componentes revela que los resultados de viabilidad están sujetos a las componentes que en la fórmula se refieren a las respectivas actividades.

Así, para la empresa comercializadora, se debe tener en cuenta principalmente la estructura funcional de la empresa en relación a los costos que esta sugiera y al número de cuentas a atender, de tal manera que éstos no sobrepasen el costo de eficiencia relativa, definido por el promedio de costos del total de empresas a nivel nacional.

Los criterios de viabilidad de la empresa distribuidora están inmersos en el objetivo principal que propone la metodología utilizada en el cálculo de los cargos por uso de STR y/o SDL, el cual es, el de garantizar que se mantengan los niveles de eficiencia y calidad en el servicio requeridos (pérdidas de energía y regulación), además de que las inversiones que se realicen estén soportadas o acordes con el aumento de la demanda a atender por esa infraestructura, de forma tal que se presente así una expansión económica del sistema sin causar sobrecostos en la tarifa del usuario.

RECOMENDACIONES

El sustento principal de cualquier estudio de proyección es la información que se obtenga en relación con la zona en estudio. Para lograr buenos resultados es necesario obtener la mayor información posible que contenga tanto características eléctricas como geográficas, socioeconómicas y del tipo de usuarios existente en la zona. De esta manera se pueden establecer criterios como son índices de crecimiento de la demanda y número de usuarios, consumo promedio y tipos de usos de la energía.

Esta información y su análisis representa una herramienta fundamental de donde pueden partir conclusiones y consideraciones.

La información obtenida en este estudio se torna en algunos casos dispersa, por lo que se recurre a datos estadísticos, comparaciones y apreciaciones, que pueden llevar consigo un margen de error. Por tal motivo el conocimiento de la zona en todos sus aspectos juega un papel fundamental en la interpretación y manejo de los datos. Sin embargo en la medida como esta información se ajuste mas a la realidad (actualice), se tendrá una mayor visión y precisión, teniendo como base el presente estudio que marca las pautas y parámetros que se deben tener en cuenta e influyen de mayor o menor forma sobre los resultados de viabilidad.

De esta manera debe hacerse que la información clave o determinante, como es el caso de la demanda proyectada, resulte mas precisa ; tal vez imponiendo una especie de pago

anticipado por la disponibilidad futura de potencia, creando así un compromiso inmediato por el correspondiente beneficio futuro.

El papel multidisciplinario que enfrenta el Ingeniero Electricista al entrar al ambiente de comercialización de la energía, es amplio y va desde requerimientos técnicos hasta labores administrativas pasando por la elaboración de estudios para la optimización del flujo de energía y desarrollo de informes sobre estados de cuenta de las empresas prestadoras de servicio.

Los autores expresan la importancia que representa para el buen desarrollo de la investigación la capacitación en el conocimiento y manejo de la legislación eléctrica actual. De esta manera es posible lograr que la recolección, organización y manejo de la información sea más completa y objetiva.

Este proyecto se considera la base de proyectos posteriores, en los cuales se cuente con información mas precisa y actualizada, no solo en cuanto a la zona se refiere, sino también a la legislación vigente sobre el tema. Como es bien sabido la CREG, la cual se inicia solo en el año de 1993, se encuentra todavía en una etapa de madures y es muy posible que se presenten cambios en las reglas de juego.

BIBLIOGRAFÍA

STEVENSON, William D . Análisis de sistemas de potencia. México : Mc Graw Hill, 1994.

FINK, Donald G. ; BEATY, H. Wayne. Manual de ingeniería eléctrica. 13 edición. México : Mc Graw Hill, 1996.

ENCICLOPEDIA CEAC DE ELECTRICIDAD, Instalaciones de baja tensión cálculo de líneas eléctricas. 8^a edición. Barcelona, España. CEAC, 1992. 1242 P. Este texto contiene información sobre el estudio de sistemas eléctricos, cálculo de líneas eléctricas, tarifas eléctricas y sistemas de tarifación.

HARPER GILBERTO, Enrique ; Líneas de Sistemas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica. México : Editorial Limusa.

CHECA LUIS, María ; Líneas de Transporte de Energía. Barcelona, España : Marcombo, 1973.

ELECTRIFICACIÓN A TRAVES DEL MODELO COOPERATIVO. Memorias Seminario organizado por CORELCA y NRECA , Barranquilla Agosto 21-23 de 1997.

BELTRAN, Luis y CONTRERAS, Aquiles ; ESTUDIO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NEGRAS EN EL SECTOR RURAL DE BOLÍVAR. Tesis de grado CUTB, 1996.

<http://www.creg.gov.co> : Resoluciones referentes a peajes y regulación tarifaria : 112/96 , 113/96 , 78/96 , 79/96 , 031/97 , 34/97 , 163/97 , 155/97 , 075/97 , 099/97 entre otras.

GUERRERO, Víctor M. ; Análisis Estadístico de Series de tiempo Económica, (Modelos de tendencia ARIMA). Universidad Autónoma Metropolitana.