



Plan Indicativo de Expansión de Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica

UPME

Este libro es publicado por

Unidad de Planeación Minero Energética

Director General

Julián Villarruel Toro

Coordinación

Unidad de Planeación Minero Energética
UPME

Subdirector de Planeación Energética

Camilo Torres Trujillo

Colaboradores

Luis Carlos Romero
Adriana Contreras
Jorge Pinto
Josue Zapata
Sandra Mojica
Francisco Toro
Daniel Vesga

Impreso por

www.digitosydiseños.com

Hecho en Colombia

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	7
2. ANTECEDENTES SOBRE EL DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN COLOMBIA	7
2.1 Desarrollo inicial del sistema eléctrico nacional	7
2.2 Evolución del esquema a partir de la década de los noventa	10
2.2.1 Entorno de la reforma	10
2.2.2 Logros de las reformas	11
3. MARCO NORMATIVO Y REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	12
3.1 Responsabilidad Social del Estado y de las Empresas Prestadoras de los Servicios Públicos.	12
3.2 La Cobertura y el Estado.	13
3.3 Regulación de la CREG relacionada con Cobertura	13
3.4 Mecanismos de que dispone el Estado para lograr metas de Cobertura.	14
3.5 Relación de los POT y la cobertura	17
4. MARCO INSTITUCIONAL	18
4.1 El Estado.	
- Departamento Nacional de Planeación	19
- Ministerio de Minas y Energía	19
- Entidades de Planeación, Regulación, Control y Promoción. Unidad de Planeación Minero Energética - UPME	20
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG	20
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD	20
- Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE	20
- Los Entes Territoriales	21

4.2 Agentes Prestadores del Servicio	21
4.2.1 SIN	21
4.2.2 ZNI	22
4.3 Usuarios	24
5. FUENTES DE RECURSOS	25
5.1 Las tarifas	25
5.2 Subsidios y contribuciones	27
5.3 Fondo Nacional de Regalías	28
5.4 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de la Z.N.I	29
5.5 Ecopetrol	29
5.6 Recursos propios de los entes territoriales	30
5.7 Otras Fuentes de Financiamiento	30
5.7.1 FINDETER	31
5.7.2 FONDO DRI	31
5.7.3 FONADE	32
6. PROBLEMÁTICA ACTUAL	33
6.1 El Estado y la cobertura	33
6.1.1 La Planeación y promoción de proyectos	34
- Planeación del SIN	35
- Planeación en las Zonas No Interconectadas	35
6.1.2 La regulación tarifaria y la señal de expansión de la cobertura	36
6.1.3 Los subsidios	37
6.1.4 La vigilancia y el Control	39
6.2 Las empresas distribuidoras	40
6.3 Los usuarios.	42
6.3.1 Distribución por estratos de los usuarios	42
6.3.2 Consumo Promedio mensual	44
6.3.3 Habitantes por usuario (vivienda)	46
6.3.4 Índices de cobertura	46
6.3.5 Fenómenos migratorios	50
7. RESPONSABILIDAD DEL ESTADO, EMPRESAS Y USUARIOS	51

8. ESTRATEGIAS Y RECOMENDACIONES	52
8.1 Información	52
8.2 Energización integrada al desarrollo	53
8.3 Regulación	54
8.4 Coordinación de fuentes financieras	55
8.5 Ajuste de los subsidios	56
9. PROPUESTA DE EXPANSION DE LA COBERTURA	56
Bibliografía	65
Anexos I	67
Anexos II	75
Anexos III	79



1. INTRODUCCIÓN

Este documento pretende definir un plan indicativo de expansión de la cobertura del servicio de electricidad que responda a características geográficas y económicas de la región similares, considerando además las responsabilidades y competencias que los diferentes agentes del ámbito nacional y regional tienen en el tema, los mecanismos regulatorios existentes para lograr su incremento, y los recursos públicos y privados destinados a la expansión de la misma.

En este orden de ideas, en primera instancia, se presenta la evolución histórica del mercado nacional de electricidad y las transformaciones de las que ha sido sujeto, haciendo énfasis en los cambios suscitados por la expedición de la Ley Eléctrica en 1994 (Ley 143), analizando la normatividad y regulación pertinente al tema de expansión de la cobertura; posteriormente se elabora un análisis del marco institucional, describiendo brevemente el rol de cada una de las instituciones relacionadas con el sector eléctrico y los agentes que conforman su mercado.

Adicionalmente se hace una descripción de las fuentes de recursos del sector destinadas a la expansión de la cobertura del servicio. Posteriormente se elabora un diagnóstico de la cobertura de servicio mediante la caracterización de los usuarios y un análisis de la problemática actual a nivel institucional y regional.

Finalmente, con el conjunto de elementos para reconocer el problema, se elaboran una serie de recomendaciones que abarcan aspectos tales como el regulatorio, el económico y el técnico, constituyendo en sí, una propuesta para la expansión del servicio de cobertura.

2. ANTECEDENTES SOBRE EL DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN COLOMBIA

2.1 DESARROLLO INICIAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El suministro de energía eléctrica, con un enfoque comercial, comenzó en Colombia por iniciativa privada a finales del siglo XIX, cuando en el año 1888 se creó la empresa Bogotá Electric Light Company. En los años siguientes, impulsados igualmente por iniciativa privada se fueron desarrollando en forma aislada, en las principales ciudades del país, sistemas de generación - distribución.

En la primera mitad del siglo XX, las empresas eléctricas privadas fueron adquiridas por la Nación, iniciándose así un proceso de estatización fundamentado, por una parte, en razones económicas que se manifestaban en la incapacidad de los empresarios privados para acometer las nuevas y cuantiosas inversiones en ampliación de la capacidad instalada y en nuevas redes que exigía el crecimiento de la demanda y la necesidad de masificar el servicio de electricidad en el territorio nacional; y por otra parte, en razones sociales por cuanto el objetivo era la satisfacción de la necesidad de energía eléctrica de los usuarios que pertenecían a estratos mas bajos.

El proceso de estatización se consolida, a través de la creación del Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico, ELECTRAGUAS, como incubador de empresas regionales de naturaleza pública o mixta, autónoma y descentralizadas.

De esta forma, al final del proceso quedaron constituidas dieciséis electrificadoras, departamentales y municipales, sobre las cuales recaía la responsabilidad de la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica. Es de anotar que el negocio estaba integrado verticalmente, las empresas desarrollaban las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, según lo requiriesen (Figura1).

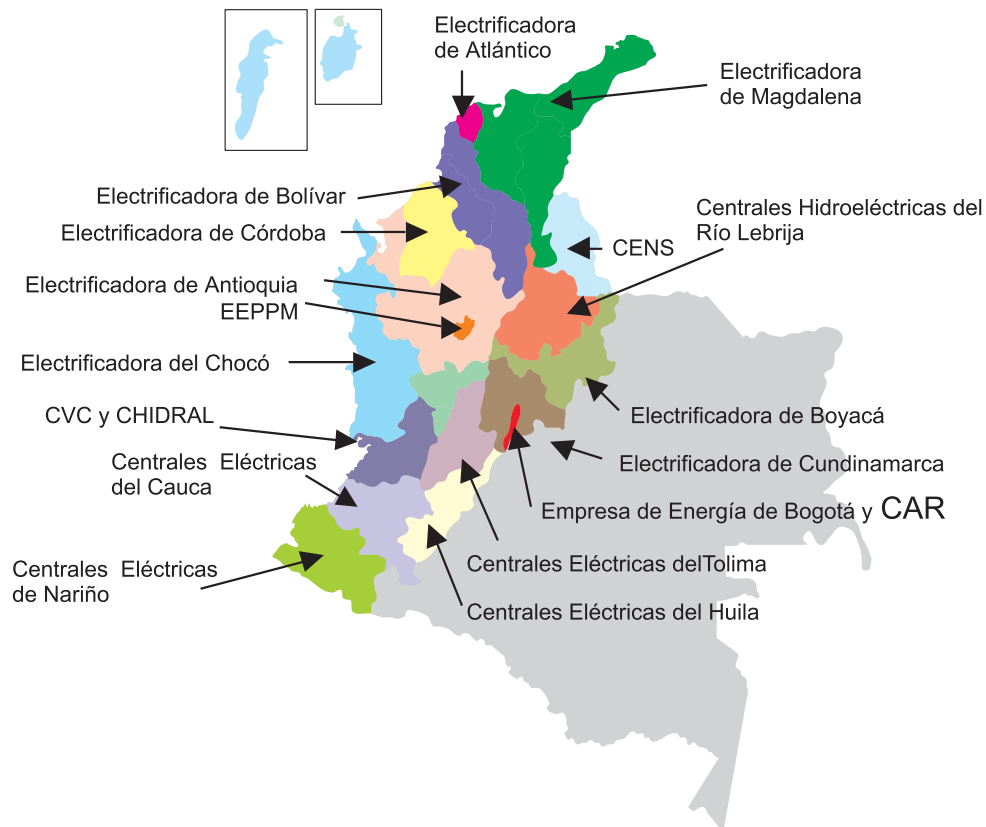


Figura 1 Electrificadoras

El sistema eléctrico Colombiano se desarrolló a partir de núcleos urbanos importantes, dividiendo al país en sistemas regionales que originaron altos costos en el suministro del servicio. Para lograr una ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica se requería, primero, una disminución en los costos de suministro por lo que se optó, en primera instancia, por la optimización de los parámetros de generación y de transmisión, que finalmente llevó a la creación de ISA con la función principal de desarrollar la infraestructura de interconexión eléctrica del país.

Sin embargo, este proceso tuvo grandes dificultades. A pesar de los beneficios de la interconexión y de la optimización de la generación, muchas regiones vieron en esta situación una restricción a su autosuficiencia regional, agravada por el mismo proceso de desarrollo del sistema eléctrico, al no contar con una Política Energética Nacional que permitiera articular de manera óptima y sostenible las inversiones que se realizaban.

Antes de 1994, la financiación de las inversiones que las electrificadoras requerían para desarrollar la expansión del servicio la obtenían de recursos propios producto de las tarifas aprobadas por el Gobierno, de aportes del sector agropecuario y de desarrollo rural, como es el caso de los Comités de Cafeteros y el DRI; de préstamos, que podían ser directos a estas empresas o a través del ICEL (antes ELECTRAGUAS), generalmente con el aval de la Nación.

La financiación con recursos propios tuvo una gran dificultad para las electrificadoras, por cuanto la tarifa presentaba un rezago permanente y se mantenía en un nivel del 70% del costo marginal¹, resultando claramente insuficiente para su operación. Además, el cobro empeoraba la situación financiera ante la creencia de los usuarios de que el servicio debería ser gratuito. A esto se unía la falta de claridad en el otorgamiento de subsidios a los usuarios.

Adicionalmente, el manejo de los recursos necesarios para la expansión del servicio por las electrificadoras y demás entidades financieras, fomentó la burocratización e intervención política de las empresas.

Todo lo anterior, aunado a los altos costos de los proyectos de expansión, que tenían debilidad en su planeamiento y que no obedecían a una concepción integral ni a un análisis económico estricto, ineficiencia administrativa, falta de control en las pérdidas de energía, los elevados compromisos laborales y sobrecostos en general condujeron al esquema a una serie de problemas de sostenibilidad que el Estado debió entrar a solventar a costa de otros sectores económicos y con un impacto negativo en las finanzas públicas.

Para mostrar algunos aspectos de la crisis, a comienzos de la década de los 80 el sector eléctrico representaba el 30% de la deuda nacional, el 40% de la inversión pública y cerca del 33% del déficit de la nación. En la década de los 90, la situación llegó a tal punto que el sector considerado globalmente enfrentaba la quiebra financiera, que finalmente se tradujo en las condiciones propicias para que se presentara un racionamiento del suministro de energía a escala nacional que abarcó el período 1991-1992.

El Departamento de Planeación Nacional, resumía la crisis de la siguiente manera “ En los últimos cinco años, de cada 100 unidades de energía instaladas, sólo 60 entraban al flujo comercial ... de esas 60, tan solo se facturaban 40 (alrededor de 20 se perdían)... sólo se recibían ingresos por 30 unidades de energía, cuando había que pagar y financiar la totalidad de ellas...Así, el sector trabajó durante largo tiempo recuperando sólo \$ 30 de cada \$ 100 que comprometía” (DNP, 1991).

¹ Costo marginal: Es el aumento en el costo total debido al incremento de la demanda del mismo en una unidad.

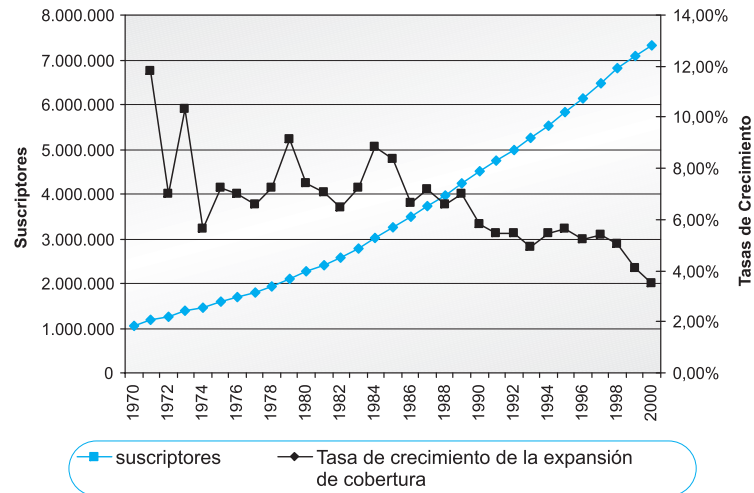


Gráfico 1 Evolución del número de suscriptores y de la tasa de crecimiento

En conclusión, el Estado en el manejo del sector eléctrico cumplió con su objetivo social de extender la cobertura del servicio a la mayor parte de la población, se puede observar en el Gráfico 1 que el crecimiento anual de la cobertura estuvo por encima del 6% en todo el período. Sin embargo, este esfuerzo lo realizó a un costo que en términos de recursos públicos limitó la acción estatal en el desarrollo de otros servicios y bienes públicos.

2.2. EVOLUCIÓN DEL ESQUEMA A PARTIR DE LA DÉCADA DE LOS NOVENTA

2.2.1. Entorno de la reforma

La evidente crisis del sector propició un cambio que se da a partir de la adopción de un nuevo modelo de mercado, el cual se expresa en la Constitución de 1991. Se adoptó un esquema en el que fundamentalmente se puso fin a la función empresarial del Estado en la prestación del servicio público y se le asignaron cinco funciones: regular, subsidiar a los usuarios de menores recursos, orientar con información (planificar), vigilar a todas las entidades y establecer las políticas generales del sector.

Este modelo, basado en la globalización e internacionalización económica, en la búsqueda de eficiencia a través de los mercados disputables y en la nueva concepción del papel del Estado, posibilitó la libre entrada a todo agente que estuviera interesado en la prestación de los servicios públicos.

En 1992, este esfuerzo se vio consolidado con la expedición de los "Decretos de Modernización del Estado", a través de los cuales se inició un cambio institucional fundamental que se vería ratificado con la expedición de las leyes 142 y 143 de 1994 que fijarían el rumbo para el sector eléctrico.

Mediante la Ley se autorizó la actividad económica y la iniciativa privada dentro de los límites del bien común, caracterizando a la libre competencia como un derecho de todos que implica responsabilidades, y a la empresa como base de desarrollo con una determinada función social. En el sector eléctrico se creó el mercado de energía mayorista -MME- y la Bolsa de Energía, con el fin de poner en práctica el libre mercado y en forma coherente con

la nueva estrategia sectorial (consagrada también en la ley), servir como mecanismos para maximizar la contribución del sector al desarrollo sostenible del país².

2.2.2. Logros de las reformas

El objetivo de constituir un marco de referencia para el servicio de energía eléctrica y para las actividades relacionadas con él, surge de la necesidad de hacer transparente y claro su funcionamiento mediante normas que permitan la introducción de un mercado disputable como medio para fomentar la competencia en el ejercicio de dichas actividades, y que facilite la participación del sector privado como fuente de capital para financiar la expansión del sector y mejorar la eficiencia.

Con respecto a los logros de la reforma para el tema de la expansión de la cobertura de electricidad fundamentalmente han sido los de propiciar la vinculación de capital privado en las diferentes actividades de la cadena, dándole viabilidad a las empresas y la posibilidad de realizar la expansión deseada.

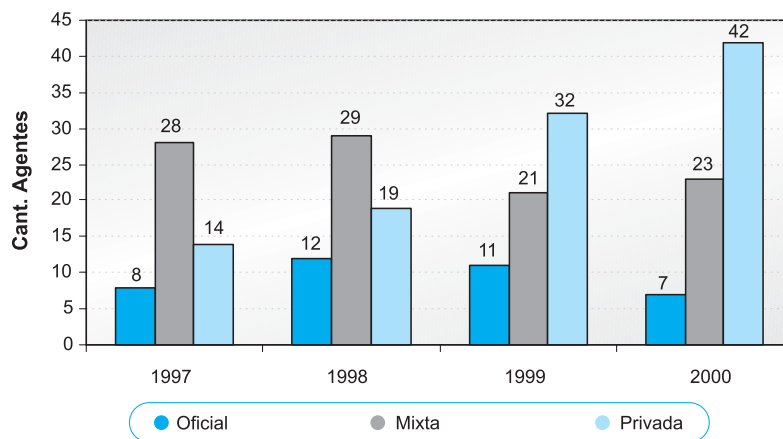


Gráfico 2 Evolución de la participación privada en el mercado

El Gráfico 2 muestra la evolución de la participación del capital privado en las empresas del sector en general. Es así como para 1997 solo existían 14 agentes privados en el mercado de energía eléctrica y para el año 2000, ya se contaba con 42 agentes privados.

Sin embargo a pesar de los esfuerzos realizados, aún subsisten empresas públicas con una situación financiera cuestionable, en las que el Estado ha debido continuar con la administración del servicio por cuanto las condiciones socioeconómicas y de seguridad del país, y la existencia de inestabilidades de tipo regulatorio han impedido culminar el proceso de vinculación de capital privado.

² Mercado de Energía Mayorista: Un año de gestión empresarial. En: Revista AIEUN. Edición 40, octubre de 1996.

3. MARCO NORMATIVO Y REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

En la última década del siglo XX se dieron dos circunstancias que definieron el rumbo del Sector de los Servicios Públicos en Colombia. En primer lugar, la Constitución de 1991 definió que la prestación de los Servicios Públicos, tiene una connotación de obligación social del Estado³. En segundo lugar, el sector de los servicios públicos y en particular el sector eléctrico, sufrieron grandes transformaciones a partir de la expedición de las leyes 142, o ley de Servicios Públicos Domiciliarios en 1994 y Ley 143, o Ley Eléctrica respectivamente.

Después de muchos años de monopolio estatal, estas leyes establecieron un esquema de mercado con regulación, que incentive la competencia, el libre acceso, la especialización de las empresas por actividades, y restrinja la integración vertical.

3.1. RESPONSABILIDAD SOCIAL DEL ESTADO Y DE LAS EMPRESAS PRESTADORAS DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS.

Según el Artículo 365 de la Constitución:

“Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional”.

En el Artículo 366 de la Constitución Nacional se tratan las responsabilidades del Estado:

“Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios”.

Y por su parte la Ley 142 dice:

“Artículo 11. Función social de la propiedad en las entidades prestadoras de servicios públicos. Para cumplir con la función social de la propiedad, pública o privada,...las entidades que presten servicios públicos tienen las siguientes obligaciones.....

11.5.- Cumplir con su función ecológica conciliando estos objetivos con la necesidad de aumentar la cobertura y la costeabilidad de los servicios por la comunidad.”

También establece la Ley 142, en su Artículo 6º, que el servicio público de la electricidad buscará la equidad:

“.....Por el principio de equidad el Estado propenderá por alcanzar una cobertura equilibrada y adecuada en los servicios de energía en las diferentes regiones y sectores del país, para garantizar la satisfacción de las necesidades básicas de toda la población.....”

³ Título XII “Del régimen económico y de la hacienda pública”. Capítulo denominado “De la finalidad social del Estado y de los Servicios Públicos”.

3.2. LA COBERTURA Y EL ESTADO.

La Constitución Nacional, en su artículo 367 establece que:

“ La ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su **cobertura**, calidad y financiación, y el régimen tarifario, que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos.”

La Ley 142 manifiesta en su Artículo 3° que el Estado debe regular los servicios públicos considerando entre otros aspectos, la **cobertura**⁴.

La ley 143 de 1994, o Ley Eléctrica, definió una meta global para todo el país en materia de **cobertura**, con un plazo de 20 años⁵, de los cuales ya han transcurridos siete.

Además, la Ley 142 establece que es obligación de los Ministerios del ramo elaborar un plan de Expansión de Cobertura como mínimo cada cinco años⁶.

3.3. REGULACIÓN DE LA CREG RELACIONADA CON COBERTURA

Existe normatividad emitida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, que afecta directa o indirectamente la **cobertura** del servicio.

Así, la Resolución CREG 080 de 2000 (de consulta) ha definido, para consideración de los agentes, los principios generales de la remuneración de la actividad de distribución. En ella se propone la forma como se deberían remunerar las obras de expansión que se realicen, sujeta al cumplimiento de algunos criterios de selección de las obras que aunque se mencionan como establecidos en el Código de Distribución, Resolución CREG 070 de 1998, no son muy claros.

En este Código se menciona que el Plan de Expansión de los Operadores de Red se debe contrastar con unos niveles de **cobertura** predefinidos por la UPME en el plan quinquenal de expansión de **cobertura**. En el caso de que dichos niveles no se cumplan, la responsabilidad pasa a ser de los entes territoriales – Departamentos y Municipios – según el sistema sea regional (STR) o local (SDL).

⁴ **Artículo 3.** Instrumentos de la intervención estatal.

3.3.- Regulación de la prestación de los servicios públicos teniendo en cuenta las características de cada región; fijación de metas de eficiencia, **cobertura** y calidad, evaluación de las mismas, y definición del régimen tarifario.

⁵ **“Artículo 3°.** En relación con el servicio público de electricidad, al Estado le corresponde:

f) Alcanzar una **cobertura** en los servicios de electricidad a las diferentes regiones y sectores del país, que garantice la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios de los estratos I, II y III y los de menores recursos del área rural, a través de los diversos agentes públicos y privados que presten el servicio;

Artículo 48.-en un período no mayor de veinte (20) años se alcancen niveles igualitarios de cobertura en todo el país, en concordancia con el Principio de Equidad de que trata el artículo 6o. de la presente ley.

⁶ Ley 142. Artículo 67. Funciones de los Ministerios en relación con los servicios públicos.

67.2.- Elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público que debe tutelar el ministerio, en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse, y las privadas que deben estimularse.

Adicionalmente, el Plan de Expansión del Operador de Red debe ser considerado como de referencia, pues la flexibilidad en el mismo, por causas inherentes a la dinámica de la demanda, hace que el Plan ejecutado pueda ser diferente al propuesto originalmente. Este Plan se encuentra dividido en tres horizontes: Corto Plazo u Operativo, Mediano Plazo o Decisorio y Largo Plazo o Estratégico. En el horizonte decisorio es donde estarían contemplados los compromisos del Operador en la ampliación de su **cobertura**.

El aumento de la **cobertura**, esta contemplado en el primer criterio mencionado en el Código de Distribución (numeral 3.3), llamado Atención de la Demanda que deja a juicio del Operador el diseñar la expansión de su sistema.

De esta forma, aquí se identifica un problema en la medida en que no se aprecia cual es el vínculo entre el Plan quinquenal de expansión diseñado por la UPME (involucrando niveles de **cobertura** predefinidos en el Plan de Desarrollo Nacional) y un plan diseñado por el Operador de Red, en el cual es él quien define las condiciones técnicas de su expansión.

Además no queda claro cual es el sentido de que se *apruebe* un Plan de Expansión de un Operador (Código de Distribución), que en últimas puede o no ser ejecutado a voluntad del mismo, o modificarse según las condiciones externas a él. El hecho de que exista una instancia aprobatoria para el plan de expansión del OR puede terminar siendo un instrumento para que él se libre de responsabilidades en lo que a expansión de **cobertura** se refiere.

La Resolución CREG 120 de 2001 que reglamenta los procedimientos para conectar a las redes de barrios subnormales mantiene el principio de obligatoriedad de conexión del usuario que lo requiera, previo cumplimiento de unas condiciones técnicas mínimas, dado que establece que el OR debe permitir que estos se conecten si están en proceso de adecuación técnica de sus redes. En esta Resolución también se aprecia la prioridad que existe de los Planes de Ordenamiento sobre los Planes de Expansión del OR.

3.4. MECANISMOS DE QUE DISPONE EL ESTADO PARA LOGRAR METAS DE COBERTURA.

La Ley 142 establece que el Estado debe establecer directrices en lo que se refiere a **cobertura** de los servicios públicos. En su Artículo 2° define que el Estado debe intervenir en los servicios públicos, y que uno de los aspectos de esta intervención es el definir procedimientos que aumenten la **cobertura**, definiendo métodos o sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los Usuarios⁷.

El principal mecanismo diseñado para ayudar a los estratos de menores ingresos y que permite en consecuencia una mejor cobertura, es el sistema de subsidios y contribuciones, que permite subsidiar hasta el 50% de la tarifa al Estrato 1.

⁷ Artículo 2. Intervención del Estado en los servicios públicos.

2.2. Ampliación permanente de la **cobertura** mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios.

Para poder cubrir estos subsidios la Ley estableció un Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos que permita recaudar los superávits⁸ de algunas empresas y enviarlos a empresas que son deficitarias en recursos para subsidios.

También está el mecanismo creado en la misma ley, de las Áreas de Servicio Exclusivo, que permiten conformar unas zonas donde se le da a una empresa la exclusividad de la prestación del servicio durante un periodo de años, y a cambio “esta se compromete a hacer un programa de **cobertura**”⁹.

De otra parte, establece la Ley que los Municipios podrán hacer aportes para aumentar la cobertura en sus presupuestos ayudando con la tarifa a los usuarios de menores recursos¹⁰.

La Ley 142 define, que en los Planes de Desarrollo y en el Plan Nacional de Inversiones Públicas, el gobierno nacional apropiará recursos para energización tanto en zonas interconectadas, como en zonas no interconectadas¹¹. Además establece que los Ministerios del ramo, pueden ordenar la fusión de empresas como herramienta para alcanzar metas de **cobertura**¹².

Otra manera de aumentar la cobertura, es mediante aportes directos de fondos estatales en programas de inversión que permitan aumentar la cobertura. Importante papel cumplen en esta tarea los llamados Fondos, y en especial el Fondo Nacional de Regalías creado por la Constitución Política Nacional y constituida mediante la Ley 141 de 1994¹³, que establece

⁸ **Artículo 89.** Aplicación de los criterios de solidaridad y redistribución de ingresos.

89.3.- Los recaudos que se obtengan al distinguir, en las facturas de energía eléctrica y gas combustible, el factor o factores arriba dichos, y que den origen a superávits, después de aplicar el factor para subsidios y sólo por este concepto, en empresas oficiales o mixtas de orden nacional, y privadas se incorporarán al presupuesto de la nación (Ministerio de Minas y Energía), en un “fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos”, donde se separen claramente los recursos y asignaciones de estos dos servicios y que el Congreso destinará, como inversión social, a dar subsidios que permitan generar, distribuir y transportar energía eléctrica y gas combustible a usuarios de estratos bajos, y expandir la **cobertura** en las zonas rurales preferencialmente para incentivar la producción de alimentos y sustituir combustibles derivados del petróleo.

⁹ **Artículo 40.** Areas de Servicio exclusivo.

Por motivos de interés social y con el propósito de que la **cobertura** de los servicios públicos de acueducto y alcantarillado, saneamiento ambiental, distribución domiciliar de gas combustible por red y distribución domiciliar de energía eléctrica, se pueda extender a las personas de menores ingresos, la entidad o entidades territoriales competentes, podrán establecer mediante invitación pública, áreas de servicio exclusivas, en las cuales podrá acordarse que ninguna otra empresa de servicios públicos pueda ofrecer los mismos servicios en la misma área durante un tiempo determinado. Los contratos que se suscriban deberán en todo caso precisar el espacio geográfico en el cual se prestará el servicio, los niveles de calidad que debe asegurar el contratista y las obligaciones del mismo respecto del servicio. También podrán pactarse nuevos aportes públicos para extender el servicio.⁹

¹⁰ **Artículo 99.** Forma de subsidiar. Las entidades señaladas en el artículo 368 de la Constitución Política podrán conceder subsidios en sus respectivos presupuestos de acuerdo a las siguientes reglas:

99.5.- Los subsidios no excederán, en ningún caso, del valor de los consumos básicos o de subsistencia. Los alcaldes y los concejales tomarán las medidas que a cada uno correspondan para crear en el presupuesto municipal, y ejecutar, apropiaciones para subsidiar los consumos básicos de acueducto y saneamiento básico de los usuarios de menores recursos y extender la cobertura y mejorar la calidad de los servicios de agua potable y saneamiento básico, dando prioridad a esas apropiaciones, dentro de las posibilidades del municipio, sobre otros gastos que no sean indispensables para el funcionamiento de éste. La infracción de este deber dará lugar a sanción disciplinaria.

¹¹ **Artículo 48.** El Gobierno Nacional asignará y apropiará los recursos suficientes en el Plan Nacional de Desarrollo, en el Plan Nacional de Inversiones Públicas y en las leyes anuales del presupuesto de rentas y ley de apropiaciones, para adelantar programas de energización calificados como prioritarios, tanto en las zonas interconectadas como en zonas no interconectadas con el objeto de que en un período no mayor de veinte (20) años se alcancen niveles igualitarios de cobertura en todo el país, en concordancia con el principio de equidad de que trata el artículo 6° de la presente Ley.

¹² **Artículo 73.14.** Ordenar la fusión de empresas cuando haya estudios que demuestren que ello es indispensable para extender la cobertura y abaratar los costos para los usuarios.

prioridad en la asignación de los recursos en forma tal que las diferencias de **cobertura** entre zonas se vayan minimizando.

Este Fondo que cuenta con grandes recursos, tiene una parte importante de ellos para ser destinados a programas de energización. Este Fondo está reglamentado por los Decretos 1747 de 1995 y 1873 de 1995.

En cuanto a los decretos que aplican mencionando explícitamente la **cobertura** se tienen dos:

Decreto Número 3087 de 1997 (diciembre 23), reglamento de liquidación cobro recaudo y manejo de contribuciones de solidaridad y subsidios en servicios públicos de energía eléctrica y gas por red física

Decreto Número 1873 de 1995, (octubre 26), por el cual se reglamentan los artículos 30 de la Ley 141 y 17 de la Ley 161 de 1994, referente a la asignación de recursos del Fondo Nacional de Regalías para la Corporación Autónoma Regional del Río Grande de la Magdalena.

También establece la Ley que los recursos que de este Fondo corresponden a los municipios, podrán ser empleados para electrificación, vale decir para cobertura¹⁴.

Otro punto que es de especial importancia para el aumento de la cobertura, y concretamente en el área de las Zonas no Interconectadas, fue la creación del FAZNI (Fondo de Apoyo Financiero para las Zonas no Interconectadas), mediante la Ley 633 de 2000. Allí se establece que todo Kilovatio hora que se comercialice pagará un impuesto de \$ 1, para financiar proyectos de electrificación en Zonas no Interconectadas¹⁵

¹³ **Artículo 1.** Constitución del Fondo Nacional de RegalíasUn sesenta por ciento (60%) para zonas interconectadas. El cinco por ciento (5%) de estos recursos para financiar la ejecución de proyectos regionales hidroeléctricos en el departamento de Santander, aprobados a través de su electrificadora, siempre y cuando estén incluidos en el plan nacional de expansión y definidos como prioritarios en los planes de desarrollo regional. El excedente de estos recursos se destinará a electrificación rural, con prelación para aquellas zonas con menor cobertura en el servicio, hasta obtener una cobertura regional similar en todo el país, y un cuarenta por ciento (40%) para zonas no interconectadas, esta distribución fue modificada por el art. 37 de la Ley 756 del 2002.

¹⁴ **Artículo 15.** Utilización por los municipios de las participaciones establecidas en esta ley. Los recursos de regalías y compensaciones monetarias distribuidos a los municipios productores y a los municipios portuarios serán destinados en el cien por ciento (100%) a inversiones en proyectos de desarrollo municipal contenidas en el plan de desarrollo con prioridad para aquellas dirigidas al saneamiento ambiental y para las destinadas a la construcción y ampliación de la estructura de los servicios de salud, educación, electricidad, agua potable, alcantarillado y demás servicios públicos básicos esenciales, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 132 del Código de Minas. 2655 de 1988). Para tal efecto y mientras las entidades municipales no alcancen coberturas mínimas en los sectores señalados asignarán por lo menos el ochenta por ciento (80%) del total de sus participaciones para estos propósitos. En el presupuesto anual se separará claramente los recursos provenientes de las regalías que se destinen para los fines anteriores. El Gobierno Nacional reglamentará lo referente a cobertura mínima.

¹⁵ **Artículo 83.** Todos los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas se utilizarán para financiar planes, programas y proyectos de inversión destinados a la construcción e instalación de la infraestructura eléctrica que permitan la ampliación de la cobertura y satisfacción de la demanda de energía en las zonas no interconectadas.

Artículo 82. Naturaleza del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas. El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas es un fondo cuenta especial de manejo de recursos públicos y privados, sin personería jurídica, sujeto a las normas y procedimientos establecidos en la Constitución Política de Colombia, el Estatuto Orgánico del Presupuesto General de la Nación y las demás normas legales vigentes aplicables al mismo. A este Fondo también podrán ingresar los recursos provenientes del Presupuesto General de la Nación y los que canalice el Gobierno Nacional de diferentes fuentes públicas y privadas, nacionales e internacionales.

Artículo 84. Los proyectos energéticos que presenten las entidades territoriales de las zonas no interconectadas del Sistema Eléctrico Nacional al Fondo Nacional de Regalías no serán afectados por impuestos o estampillas del orden territorial, y serán viabilizados por el Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas IPSE, el cual los inscribirá en el Banco de Proyectos de Planeación Nacional.

Finalmente cabe mencionar, que está establecido (Ley 632 de 2000)¹⁶ que en el caso de los Fondos de Solidaridad, en el evento de existir sobrantes en los mismos, estos dineros pueden ser empleados en **cobertura** rural. Infortunadamente por el momento, este no es el caso para la energía eléctrica.

3.5. RELACIÓN DE LOS POT'S: Y LA COBERTURA

Se considera relevante incluir aquí la normatividad relativa a los Planes de Ordenamiento Territorial por varias razones. Primero, en la ley se explicita que es el municipio el ente encargado de definir la zona urbana y la zona rural del mismo. Segundo, da autonomía a los municipios para que pueda en un momento dado ir en contra de los planes de expansión de las empresas prestadoras, siendo necesario por lo tanto armonizar los planes de expansión de **cobertura** con los POT's.

La ley 388 de 1997 que reglamenta el uso del suelo a través de los Planes de Ordenamiento Territorial deja en los municipios la definición de la localización y dimensionamiento de las redes primarias y secundarias de los servicios públicos, incluyendo el servicio de energía eléctrica¹⁷. La expansión de los OR's deberá entonces tener en cuenta lo establecido en los Planes de Ordenamiento Territorial de cada municipio, no descartándose la posibilidad de que se presenten conflictos e incompatibilidades entre las metas de **cobertura** y lo establecido por los entes territoriales.

Adicionalmente, en esta ley queda claro que es el municipio la entidad que define que zonas son urbanas y que zonas son rurales, aunque sin embargo se le establece como límite la existencia de redes de servicios públicos¹⁸

¹⁶ **Artículo 4º.** Utilización de excedentes del Fondo de Solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos - sectores eléctrico y gas natural distribuido por red física. Los excedentes que se presenten en el Fondo de Solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos del sector eléctrico, luego de cubrir los déficit validados desde el 1º de enero de 1998, se utilizarán para financiación de obras de electrificación rural, incluyendo el costo de conexión y medición del usuario.

Los excedentes que se presenten en el Fondo de Solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos del sector gas natural distribuido por red física, luego de cubrir los déficit validado desde el 1º de enero de 1997, se utilizarán para financiar programas que conduzcan a incrementar su cobertura en estratos 1, 2 y 3 incluyendo la conexión y medición del usuario.

¹⁷ **Artículo 10.** Determinantes de los planes de ordenamiento territorial. En la elaboración y adopción de sus planes de ordenamiento territorial los municipios y distritos deberán tener en cuenta las siguientes determinantes, que constituyen normas de superior jerarquía, en sus propios ámbitos de competencia, de acuerdo con la Constitución y las leyes:
3. El señalamiento y localización de las infraestructuras básicas relativas a la red vial nacional y regional, puertos y aeropuertos, sistemas de abastecimiento de agua, saneamiento y suministro de energía, así como las directrices de ordenamientos para sus áreas de influencia.

¹⁸ **Artículo 12.** Contenido del componente general del plan de ordenamiento. El componente general del plan de ordenamiento deberá contener: ...

Parágrafo 2º. En cumplimiento del mandato constitucional contenido en el artículo 367 de la Constitución Política, y a fin de evitar que pueda haber zonas urbanas sin posibilidad de cobertura de servicios públicos domiciliarios, en adelante el perímetro urbano no podrá ser mayor que el denominado perímetro de servicios.

Artículo 31. Suelo urbano.

Constituyen el suelo urbano, las áreas del territorio distrital o municipal destinadas a usos urbanos por el plan de ordenamiento, que cuenten con infraestructura vial y redes primarias de energía, acueducto y alcantarillado, posibilitándose su urbanización y edificación, según sea el caso. Podrán pertenecer a esta categoría aquellas zonas con procesos de urbanización incompletos, comprendidos en áreas consolidadas con edificación, que se definan como áreas de mejoramiento integral en los planes de ordenamiento territorial.

En resumen, de los aspectos normativos y regulatorios cabe resaltar los siguientes:

- La **cobertura** es un *factor de intervención* del Estado en los Servicios.
- La Ley define que la ampliación de la **cobertura** es *permanente*, lo cual implica que su indicador siempre debe ir en crecimiento. Se entiende que la **cobertura** es nacional por una parte, regional o zonal por otra, además del nivel de **cobertura** específico de cada Empresa.
- El vínculo estrecho que existe entre tarifa y **cobertura**. Es decir, una tarifa dada implica un nivel de **cobertura** dado. Un cambio en la **cobertura** implica un cambio en la tarifa. O sea, *la ampliación de cobertura es financiada por todos los usuarios vía tarifa*.

Finalmente, se concluye que el Estado en materia de cobertura tiene una tarea muy concreta, que se resume en dos puntos:

- Alcanzar una meta de cobertura de niveles igualitarios en un plazo de 20 años, que se vence en 13 años.
- Establecer quinquenalmente los Planes de cobertura que permitan llegar a la meta establecida.

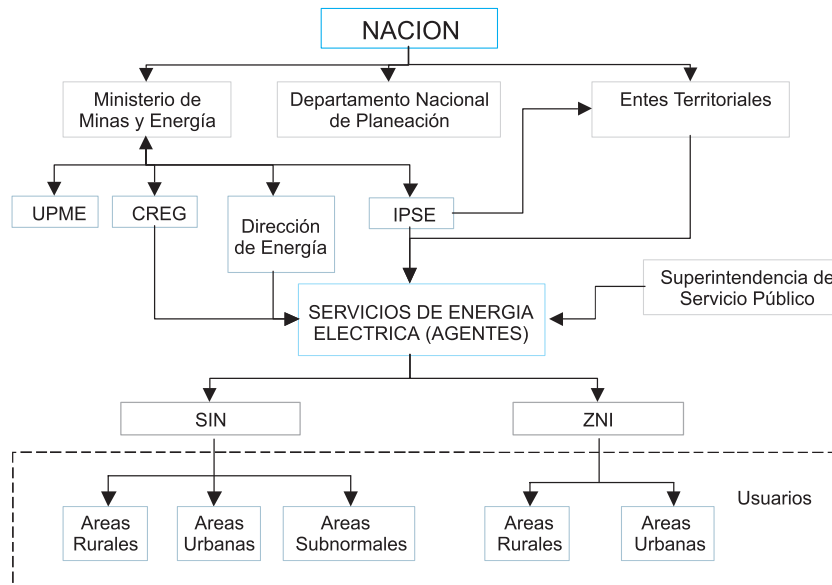
La labor que justamente atañe a la UPME es el segundo punto, definir el plan quinquenal de cobertura, pero además se requiere realizar una evaluación de la tarea que hasta el momento se ha ejecutado y definir el grado de avance, estableciendo un porcentaje de cobertura, como punto de partida para lograr los objetivos planteados.

Se deben evaluar igualmente las estrategias desarrolladas hasta el presente, para ver su grado de efectividad, y así proponer los correctivos que sean necesarios si es del caso.

4. MARCO INSTITUCIONAL

Las Leyes 142 y 143 de 1994, determinaron un nuevo marco institucional, con entidades a cargo de las diferentes funciones definidas para el desarrollo y prestación de los servicios públicos domiciliarios, en este caso concreto, de energía eléctrica.

Con el fin de mostrar el esquema institucional que permita explicar la organización actual en lo concerniente al tema de la expansión de la cobertura, se hace una descripción general de cada una de las instituciones y agentes participantes, para después mostrar su interrelación tanto operativa como en lo relacionado con el flujo de recursos.



Esquema 1 Entidades y agentes vinculados al esquema de prestación del servicio de energía eléctrica.

4.1. EL ESTADO

Conforme a lo señalado en las Leyes 142 y 143 de 1.994, el Estado debe garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica en todo el territorio nacional. Está obligado no solo a crear las condiciones que hagan posible dicha prestación, sino también a asumirla en los casos en que para los agentes no sea económicamente viable atender la prestación.

En la Constitución y en las leyes mencionadas, se define el papel de las diferentes entidades del orden Nacional encargadas de planear, regir, regular, controlar, promover, ejecutar y financiar proyectos relacionados con la prestación del servicio de energía eléctrica.

- **Departamento Nacional de Planeación**

Es la entidad encargada de la elaboración, definición y ejecución del Plan Nacional de Desarrollo. A través de dicho Plan se promueve el desarrollo de todas las regiones del país y se fijan las metas de cobertura del servicio de electricidad de cada gobierno.

- **Ministerio de Minas y Energía**

Este ministerio es el ente rector del sector energético y, por consiguiente, le corresponde formular sus políticas, así como orientar, controlar y evaluar la gestión de los organismos y entidades que estén adscritos o vinculados, en los términos que le señalan la Constitución Política y la Ley. Dentro de sus dependencias se encuentra la Dirección de Energía y el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos como instancias claves para el funcionamiento del esquema expansión de la cobertura.

Particularmente su función es elaborar, máximo cada cinco años, un plan de expansión de la cobertura de electricidad y gas combustible, en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse y las privadas que deben estimularse.

- **Entidades de Planeación, Regulación, Control y Promoción**

Se encuentran las siguientes entidades:

- **Unidad de Planeación Minero Energética - UPME**

La Unidad tiene por función principal realizar el planeamiento energético integral, además asesorar y servir de soporte al Ministerio de Minas y Energía en la promulgación de políticas que atañen el sector. Este ministerio delegó en la UPME¹⁹ la elaboración del plan de expansión de la cobertura del servicio público de energía eléctrica, en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse y las privadas que deben estimularse.

Adicionalmente, da concepto de elegibilidad técnico económica a los proyectos de electrificación, en el área de influencia del SIN, que los entes territoriales presentan a consideración de la Comisión Nacional de Regalías para acceder a los recursos del Fondo Nacional de Regalías.

- **Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas se encarga de los aspectos regulatorios del mercado de prestación del servicio de energía eléctrica. Tiene la responsabilidad de mantener los principios de eficiencia, equidad, transparencia, suficiencia, calidad y neutralidad, que rigen la prestación del servicio de energía eléctrica. Igualmente debe preservar la competencia y evitar el abuso de posición dominante de cualquier agente.

Además, establece las fórmulas tarifarias que deberían incluir los niveles de cobertura que los prestadores del servicio tienen que alcanzar. El artículo 87 de la Ley 142 de 1994 dice: " Toda tarifa tendrá un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras".

- **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD**

Es la entidad encargada de ejercer control y vigilancia a las empresas de servicios públicos para verificar el cumplimiento de la normatividad y regulación vigente, y de los contratos entre las empresas prestadoras del servicio y los usuarios, protegiéndolos de los excesos o deficiencias de las actividades del mercado. Los Artículos 79 y 80 de la Ley 142 describen las funciones de esta Superintendencia.

- **Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE**

Se encarga de identificar, planear y promover las soluciones energéticas integrales, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, para las zonas del país que no están en el área de influencia del Sistema interconectado Nacional. Adicionalmente, da concepto de elegibilidad técnico económica a los proyectos de electrificación, en las Zonas No Interconectadas del país, que los entes territoriales

¹⁹ Resolución Minminas 8 1477 del 20 de diciembre de 1999 .

presentan a consideración de la Comisión Nacional de Regalías para tener acceso a los recursos del Fondo Nacional de Regalías.

- **Los Entes Territoriales**

- **Municipios**

- En cuanto a la responsabilidad de los municipios en el suministro energético y ampliación de cobertura del servicio eléctrico, se encuentra que son estos quienes deben prestar el servicio en forma directa cuando no es económicamente factible para el distribuidor, u otorgando una concesión.

- **Departamentos**

- Conforme a la Ley 142/94, artículo 7, los departamentos deben cumplir funciones de apoyo y coordinación con los municipios sujetas a los mandatos legales, reglamentarios, y las ordenanzas que expidan las Asambleas Departamentales.

También tienen la potestad para realizar la concesión para la ejecución de obras relacionadas con lo concerniente a las redes regionales de transmisión.

En el caso de las ZNI, los departamentos no solo cumplen funciones de apoyo sino que, en algunos casos, prestan directamente el servicio de energía eléctrica, como ocurre en San José del Guaviare, Mitú y Puerto Carreño.

4.2. AGENTES PRESTADORES DEL SERVICIO

Las empresas de servicios públicos pueden desarrollar sus actividades en dos zonas perfectamente diferenciables por estar o no conectados al Sistema de Interconexión Nacional (SIN).

4.2.1. Empresas que hacen parte del SIN

Son todas aquellas empresas que desarrollan las actividades de la cadena de prestación del servicios de energía eléctrica: generación, transmisión, distribución y comercialización, operan con base en una tarifa aprobada por la CREG, con una rentabilidad regulada y con la recuperación de sus costos de inversión y gastos AOM. A tal efecto, reciben los subsidios del fondo de solidaridad para pagar parte del consumo de los usuarios de estratos 1, 2 y 3 y aportes del presupuesto Nacional en la situación de no cierre financiero del fondo. Son vigiladas en su gestión por la Superintendencia de Servicios Públicos domiciliarios.

La definición de las diferentes actividades que desarrollan las empresas en el sector eléctrico son:

Generación: Actividad consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al Sistema Interconectado Nacional, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

Transmisión: Actividad consistente en el transporte de energía eléctrica a través del conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, o a través de redes regionales o interregionales de transmisión a tensiones inferiores.



Distribución: Actividad de transportar energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

La actividad de distribución, reglamentada en 1997, consiste en el transporte de energía a través de las redes regionales y locales, que operan a 115 kV o menos, hasta el usuario final.

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

Con respecto a la separación de actividades y la integración vertical entre negocios, la Ley fijó reglas diferenciales que se resumen a continuación:

Las Empresas de Servicios Públicos (ESP) constituidas con anterioridad a la vigencia de las Leyes que se encontraran integradas verticalmente, podían continuar desarrollando simultáneamente más de una actividad, manejando en todo caso contabilidades separadas por tipo de negocio.

Las Empresas de Servicios Públicos (ESP) constituidas con posterioridad a la vigencia de las leyes, podían desarrollar simultáneamente actividades consideradas complementarias: Generación - Comercialización o Distribución - Comercialización. Se consideraron excluyentes las siguientes actividades: Generación - Transmisión, Generación - Distribución, Transmisión - Distribución y Transmisión - Comercialización.

Las Empresas de Servicios Públicos (ESP) constituidas con posterioridad a la vigencia de las leyes y cuya actividad fuera la Transmisión de energía eléctrica, no pueden desarrollar actividades diferentes a ésta. Adicionalmente, la regla se aplicó explícitamente a la empresa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., constituida con anterioridad a la vigencia de las leyes, pero escindida por mandato legal, con posterioridad a esa fecha.

4.2.2. Empresas prestadoras del servicio en ZNI

La Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica), define en su Artículo 11º como Zona No Interconectada, aquellas áreas geográficas en donde no se presta el servicio público de electricidad a través del Sistema Interconectado Nacional.

Esta zona se subdivide en la Continental y la Insular. La primera comprende Zonas No Interconectadas ubicadas en los siguientes departamentos: Amazonas, Antioquia, Arauca, Caquetá, Casanare, Cauca, Chocó, Guainía, Guaviare, Meta, Nariño, Putumayo, Vaupés y Vichada y la segunda, las islas de San Andrés y Providencia.

A continuación se muestra la distribución geográfica correspondiente a la Zona Interconectada (SIN) y a la Zona No Interconectada (ZNI)

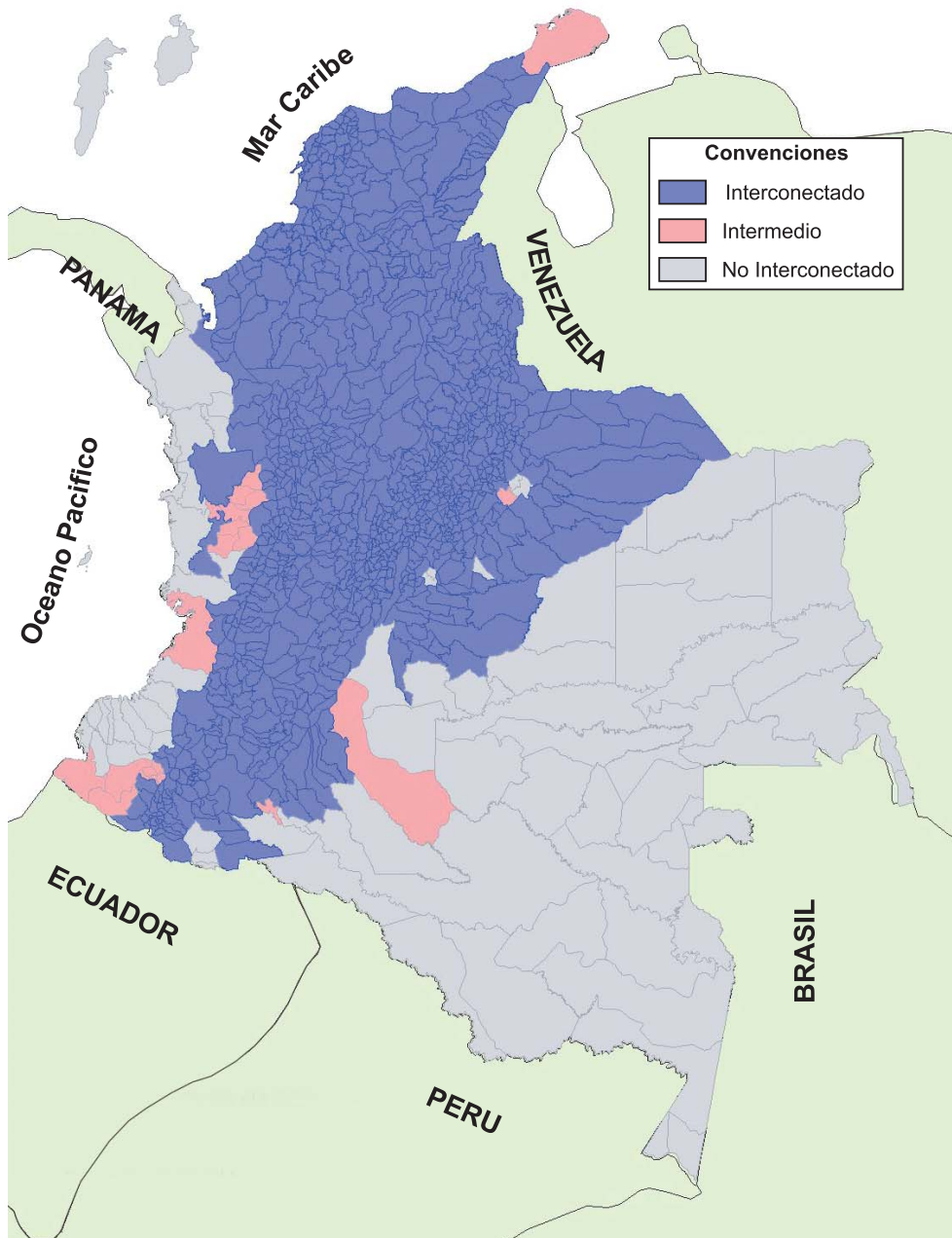


Figura 2. Distribución geográfica de la Z.I y Z.N.I

4.3. USUARIOS

Son los beneficiarios de la prestación del servicio de energía eléctrica y se catalogan en usuarios regulados que son pequeños consumidores de energía y representan en la actualidad alrededor del 75% del mercado; y usuarios no regulados que son aquellos cuyo pico de consumo de energía es superior a 0.1 MW, o con demanda por encima de 55 MWh-mes, y representan aproximadamente el 25% del mercado. Las tarifas para los usuarios regulados son determinadas por la CREG, mientras que los usuarios no regulados pueden negociarlas libremente con cualquier proveedor mayorista.

Para el propósito de este documento es necesario conocer la definición de los diferentes tipos de usuarios, de acuerdo con su lugar de vivienda:

Áreas Urbanas: Las áreas que conforman el suelo urbano serán delimitadas por perímetros y podrán incluir los centros poblados de los corregimientos. En ningún caso el perímetro urbano podrá ser mayor que el denominado perímetro de servicios públicos o sanitario.

Barrios Normales: son aquellos asentamientos humanos que tienen dicha clasificación por la autoridad competente y donde se presta el servicio de energía a los usuarios residentes cumpliendo con los requisitos exigidos por la ley.

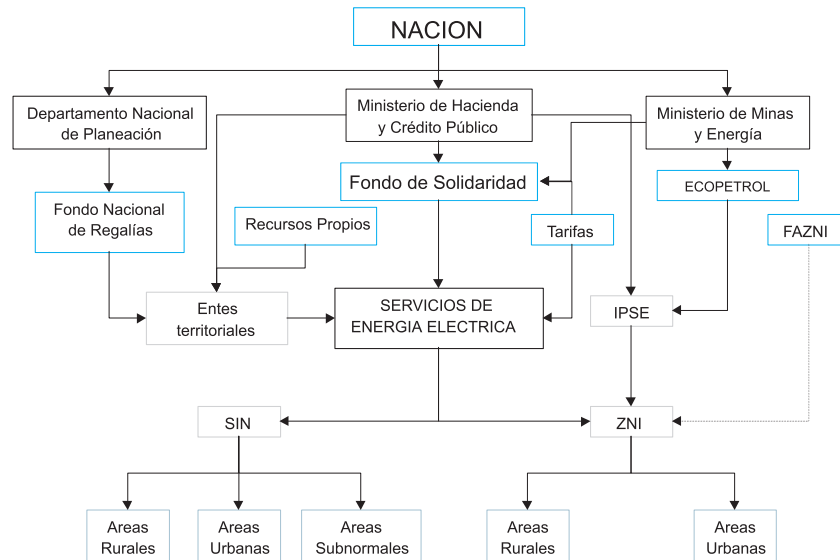
Barrios Subnormales: Se entenderá por Prestación del Servicio de Energía Eléctrica a Barrios subnormales, el suministro de electricidad a usuarios residentes en asentamientos humanos que han sido clasificados como tales por la autoridad competente y que además reúnen las siguientes características:

- Que no tenga servicio público domiciliario de energía eléctrica o que éste se obtenga a través de derivaciones del Sistema de Distribución Local o de una Acometida, efectuadas sin aprobación del respectivo Operador de Red.
- Que no se trate de zonas donde se deba suspender el servicio público domiciliario de electricidad, de conformidad con el Artículo 139.2 de la Ley 142 de 1994 o las respectivas normas de la Ley 388 de 1997.

Áreas Rurales: se considera como zona rural el espacio comprendido entre el límite del perímetro urbano (o cabecera municipal) y el límite del municipio. Dentro de esta zona rural hay dos tipos de poblamiento: primero, el de las localidades o centros poblados: "compuestos por poblaciones concentradas en caseríos de por lo menos 20 viviendas, separadas por muros, cercas o huertas"; el segundo, de fincas y viviendas dispersas, separadas por áreas cultivadas, bosques, potreros, carreteras o caminos, entre otros.

5. FUENTES DE RECURSOS

Adicional a los recursos que se obtienen por la prestación del servicio, existe una variedad de fuentes para financiar la expansión de la cobertura. A continuación se presenta el esquema de las principales fuentes de recursos disponibles para el sector eléctrico tanto en zonas interconectadas como en no interconectadas.



Esquema 2. Fuentes de Recursos

5.1. LAS TARIFAS

Es función de la CREG establecer la fórmula tarifaria que aplicaran los comercializadores de energía eléctrica a los usuarios regulados del Sistema Interconectado Nacional. La fórmula tarifaria tiene una vigencia de cinco años y la actual vence el 31 de diciembre del año 2002.

La fórmula tarifaria refleja los costos en que incurren los diferentes agentes (generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores) en cada una de las etapas de la cadena productiva, para la prestación del servicio hasta el usuario final.

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

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 (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m del año t .
- $G_{m,t}$:** Costos de compra de energía (\$/kWh).
- $T_{m,t,z}$:** Costo promedio por uso del STN (\$/kWh) correspondiente al mes m del año t en la zona z .
- $D_{n,m}$:** Costo de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m .
- $O_{m,t}$:** Costos adicionales del mercado mayorista (\$/kWh), correspondiente al mes m del año t .
- $PR_{n,t}$:** 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 (\$/kWh) correspondiente al mes m del año t .

A continuación se muestra la participación o incidencia que tiene cada una de las actividades de la cadena productiva sobre el costo unitario, (tarifa máxima a cobrar al usuarios final) dicho análisis se realiza observando la evolución de estos costos en las cuatro ciudades más importantes del país en pesos constantes y con la incidencia de las pérdidas reconocidas por la CREG para el periodo 1997 – 2001 para el nivel de tensión I.

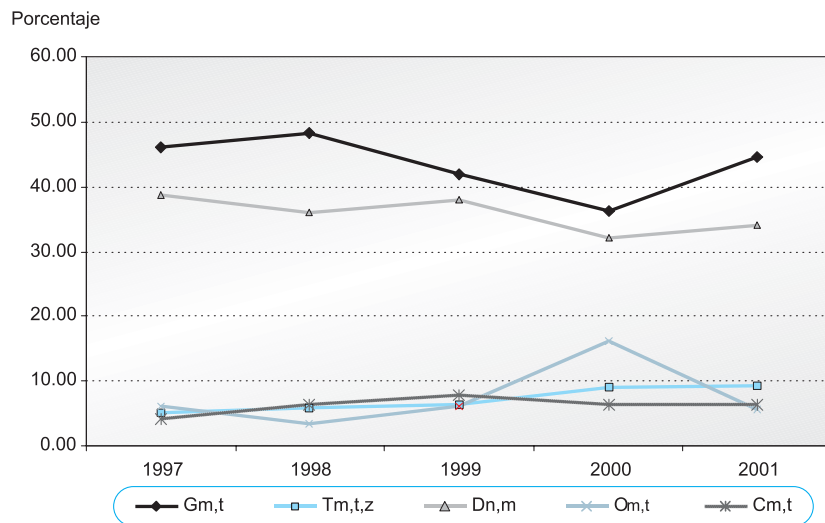


Gráfico 3. Evolución de costos

Se observa en la gráfica anterior, como la participación de la generación ha tenido tendencia a la baja, mientras que los costos relacionados con la transmisión han presentado un leve incremento. El rubro otros es el que ha logrado mayor participación por el efecto de las restricciones que se comienzan a producir por los atentados contra la infraestructura. En el año 2001 con la resolución CREG 034, este rubro vuelve a los niveles anteriores.

Si bien en la fórmula tarifaria no existe una señal explícita para la expansión de la cobertura por cuanto en la estimación de los cargos por uso de la red, actividad de distribución, se ha realizado con la metodología de Costo Medio histórico, podría pensarse que las empresas

han realizado un esfuerzo en la conexión de nuevos usuarios, esperando el reconocimiento de estas inversiones en la próxima revisión de cargos por uso de la red, como se observa en el gráfico.

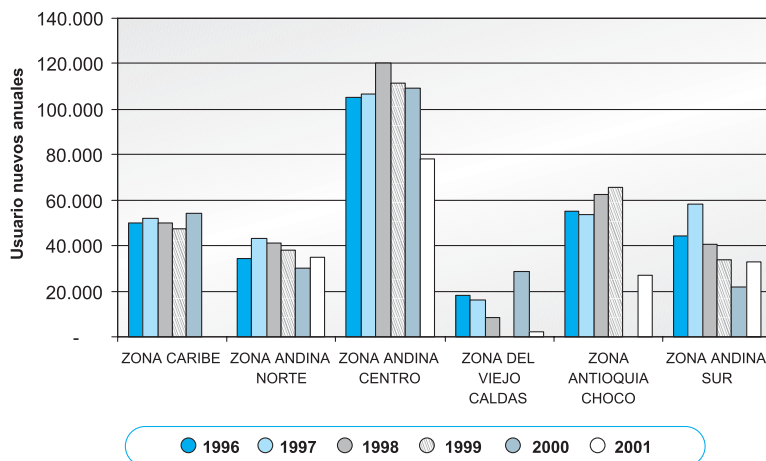


Gráfico 4 Evolución anual de nuevos usuarios

De otro lado, se podría afirmar que una parte de los nuevos usuarios, que no ha sido estimada aún, han sido conectados al servicio con los recursos provenientes del Fondo Nacional de Regalías, del DRI y otras fuentes de financiación.

5.2. SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES

Antes de 1994, se subsidiaban niveles de consumo superiores al consumo de subsistencia (200 kWh al mes), con contribuciones superiores al 20%. Una vez entrada en vigencia las leyes 142 y 143 se definió el desmonte de estos subsidios extralegales y la nivelación de las tasas de contribución en un periodo de transición cuya fecha límite debía ser el 31 de diciembre de 2001.

La ley 142 de 1994 estableció subsidios explícitos para el consumo de subsistencia (200kwh mes por vivienda) para los usuarios de bajos ingresos y los definió en 50%, 40% y 15% para los estratos I, II y III. Estos subsidios se financian con una contribución del 20% sobre el valor del servicio que pagan los usuarios de altos ingresos (estratos V y VI) y los usuarios comerciales e industriales.

Los recursos de las empresas oficiales o mixtas del orden nacional, y privadas que obtengan superávit en el cruce de subsidios y contribuciones, se reincorporaran al presupuesto de la Nación (Ministerio de Minas y Energía), en un "Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos" donde se separan claramente los recursos y asignaciones de estos dos servicios (energía eléctrica y gas) y que el Congreso destinará, como inversión social, a dar subsidios que permitan generar, distribuir y transportar energía eléctrica y gas combustible a usuarios de estratos bajos y a expandir la cobertura en las zonas rurales,

preferencialmente para incentivar la producción de alimentos y sustituir combustibles derivados del petróleo. Ley 142/94 Art.89.3.

A pesar de los avances en el cumplimiento de la política definida, el Fondo aún no presenta el cierre financiero esperado, presionando el Presupuesto Nacional, el cual no ha podido cumplir con el plazo establecido para la entrega de recursos al fondo (60 días después que las distribuidoras presentan las facturas), ocasionando serios problemas de caja para varias empresas.

5.3. FONDO NACIONAL DE REGALÍAS

Las regalías son la contraprestación económica por la explotación de un recurso natural no renovable a favor del Estado, sin perjuicio de cualquier otra compensación que se pacte, autorizadas o previstas por la ley. Se han constituido en una fuente importante de recursos para los departamentos y municipios en los que existe algún tipo de explotación de productos minerales o de hidrocarburos, y se pueden clasificar como sigue:

- a) Directas: son las que perciben los departamentos y municipios en donde se explote el recurso natural no renovable y los puertos por donde se transporten dichos recursos. Además de las regalías en su concepto clásico, asignadas directamente a las entidades territoriales, se encuentran las denominadas compensaciones monetarias establecidas en los contratos de explotación, como una segunda forma de distribución directa de recursos.
- b) Indirectas: están constituidas por los recursos provenientes de las regalías que no sean asignadas directamente a los departamentos y municipios productores, y deben ser destinados a la promoción de la minería, preservación del medio ambiente y financiación de proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo de las diferentes entidades territoriales.

La Constitución Nacional crea el Fondo Nacional de Regalías con los ingresos provenientes de las regalías no asignadas a los departamentos y a los municipios productores. El Fondo es un sistema de manejo separado de cuentas, con personería jurídica, que hace parte del presupuesto general de la nación y adscrito al DNP, cuyos recursos son destinados, de conformidad con el Artículo 361 de la Constitución Nacional, a la promoción de la minería, la preservación del medio ambiente y a la financiación de proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo de las respectivas entidades territoriales.

De conformidad con el artículo 37 de la Ley 756 del 23 de julio del 2002 que modifica el parágrafo 1 del artículo 1 de la Ley 141 de 1.994 en lo referente a la distribución de recursos para los proyectos de energización y establece que durante los quince (15) años siguientes a la promulgación de la presente Ley, el Fondo asignará el quince por ciento (15%) de sus recursos para financiar proyectos regionales de inversión en energización, que presenten las entidades territoriales y que estén definidos como prioritarios en los planes de desarrollo respectivo.

Estos recursos se distribuirán en un 20% para la financiación de proyectos regionales de inversión en infraestructura de distribución para la prestación del servicio público de gas combustible en los estratos 1 y 2 cuando se trate de proyectos eléctricos los recursos podrán aplicarse a la generación, transporte, transformación, ampliación y remodelación de redes,

mantenimiento, control y disminución de pérdidas de energía, distribuidos así: un cuarenta por ciento (40%) para zonas interconectadas, el ocho por ciento (8%) de estos recursos para financiar la ejecución de proyectos regionales hidroeléctricos en el Departamento de Santander, aprobados a través de su electrificadora, siempre y cuando estén incluidos en el plan nacional de expansión y definidos como prioritarios en los planes de desarrollo regional. El excedente de estos recursos se destinará a electrificación rural, con prelación para aquellas zonas con menor cobertura en el servicio, hasta obtener una cobertura regional similar en todo el país, y un cuarenta por ciento (40%) para zonas no interconectadas.

Para dar una idea aproximada de los recursos de regalías destinados al sector de energía, la CNR en el año 2000 le asignó recursos a 173 proyectos por un valor \$29.410.216.000.oo, en el año 2001 el cuerpo colegiado le asignó recursos del Fondo Nacional de Regalías a 232 proyectos de energía por un valor de \$46.393.923.363.oo beneficiando a 34.019 usuarios y para lo corrido del año 2002 se le asignó recursos a 19 proyectos por un valor de \$3.962.497.744.oo. Se presenta en el anexo I, un documento sobre la gestión e impacto de los proyectos de energización financiados con recursos del F.N.R.

Para el año 2001 además de los recursos anteriores se asignaron recursos a 53 proyectos por un valor \$21.606.076.000.oo de la Z.N.I, de recursos denominados de escalonamiento fueron asignados \$19.175.206.000.oo para 10 proyectos y del Fondo de Córdoba y Sucre fueron asignados \$1.283.000.000.oo para 8 proyectos.

5.4. FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LA Z.N.I

El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas es un fondo cuenta especial de manejo de recursos públicos y privados, creado por la Ley 633 de 2000. Por cada kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, el administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC) recaudará un peso (\$1.oo) M/cte., con destino a este fondo. Este valor será pagado por los agentes generadores de energía y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2007. Todos los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas se utilizarán para financiar planes, programas y proyectos de inversión destinados a la construcción e instalación de la infraestructura eléctrica que permitan la ampliación de la cobertura y satisfacción de la demanda de energía en las zonas no interconectadas.

Este Fondo se encuentra en proceso de reglamentación y actualmente cuenta con recursos provenientes del recaudo estipulado por una valor aproximado de \$70.000 millones que son administrados provisionalmente por el CND. Considerando que las ventas de energía se encuentran en el orden de 45 GWh anuales, el fondo podrá recibir aproximadamente \$ 45.000 millones anuales.

5.5. ECOPETROL

Por mandato del Ministerio de Minas y Energía, a través de Resoluciones, ECOPETROL ha venido reconociendo un subsidio a los combustibles que se utilizan para la generación eléctrica, con base en diesel, *en las Zonas No Interconectadas*. Este subsidio se fija como un porcentaje del precio de referencia del combustible utilizado, que a su vez es fijado por el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Dirección de Hidrocarburos.

Para el año de 1993 el valor del subsidio correspondía al 43,6% del precio de referencia, según Resolución 31859 de 1993 del Ministerio de Minas y Energía. Así mismo, esta Resolución estableció un desmonte gradual del 5,3 %/año aplicable a partir del primero de enero de cada año, independientemente de las variaciones del precio del Electrocombustible. Por lo anterior, para el año 1999, se subsidió el 11,8% del precio de referencia, que en el mismo año era de \$1.163 \$/galón y para el año 2001 se subsidió solamente el 1,2% del precio de referencia.

5.6. RECURSOS PROPIOS DE LOS ENTES TERRITORIALES

Son aquellos que por disposición legal son propiedad del municipio, establecidos por virtud del Artículo 287 de la Constitución Política Nacional. La competencia para su administración, recaudo y fiscalización radica en la administración local. Estos recursos comprenden los ingresos tributarios y los no tributarios, como se muestra en la siguiente tabla.

Ingresos		Impuestos Directos	Impuestos Indirectos
Tributarios	Contribuciones obligatorias al fisco territorial, no recuperables y sin contraprestación directa para el contribuyente.	Impuesto predial Impuesto de circulación y tránsito	Industria y Comercio Avisos y Tableros Espectáculos Públicos Casinos – Juegos Permitidos Degüello de Ganado Menor Rifas y apuestas Ventas por el Sistema de Clubes Apuestas Mutuas Estampilla (Proenergización) Extracción de Material de Río Delineación Urbana Uso del Subsuelo Sobretasa a la gasolina Contribución de Valorización. Contribución Desarrollo Municipal
No Tributarios	Fuentes territoriales, se recaudan por concepto de la venta de bienes y servicios, rentas contractuales, tasas y multas.	- Tasas y Tarifas - Multas y sanciones - Contribuciones	

5.7. OTRAS FUENTES DE FINANCIAMIENTO

Como posibles fuentes de financiación para desarrollar programas de ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica, además de las antes mencionadas, se dispone de recursos de créditos de la Financiera de Desarrollo Territorial S.A. - FINDETER - y de recursos de cofinanciación por parte del Fondo de Cofinanciación para la Inversión Rural - FONDO DRI-.

Otra fuente de financiación para el desarrollo de proyectos de infraestructura eléctrica, que permite la ampliación de la cobertura, en su etapa de preinversión, es el Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo - FONADE -.

5.7.1. FINDETER

La Financiera de Desarrollo Territorial S.A. es una sociedad anónima del orden nacional, vinculada al Ministro de Hacienda y Crédito Público, creada a través de la Ley 57 de 1989, dotada de personería jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa.

Su objetivo principal es promover el desarrollo rural y urbano por medio del apoyo financiero y asistencia técnica a proyectos de infraestructura encaminados a suplir las principales necesidades de la población y fomentar el desarrollo.

La Financiera de Desarrollo Territorial opera como Banco de segundo piso, otorga créditos mediante el sistema de redescuento a través de los bancos comerciales; los estatutos de **Findeter** definen como beneficiario de crédito a las Entidades Territoriales y sus descentralizadas, asociaciones de municipios, áreas metropolitanas, empresas de servicio público domiciliario, ya sean públicas o privadas y empresas de economía mixta.

También son sujetos de crédito las organizaciones de carácter privado autorizadas para prestar los servicios públicos en municipios menores, zonas rurales y en áreas urbanas; juntas de acción comunal y cooperativas, entre otros.

En consecuencia cualquiera de estos beneficiarios de crédito, que pretenda desarrollar un proyecto de electrificación que contribuya a aumentar la cobertura del servicio de energía eléctrica, puede tener acceso al crédito de FINDETER, con plazo hasta de doce años, periodo de gracia de hasta un año, tasa de redescuento del orden del DTF mas 2.5% y un margen de intermediación que depende del banco intermediario, el margen de redescuento puede ser hasta del 100% del valor del proyecto. El monto del Crédito y la forma de pago dependen de la capacidad de pago del deudor y de la solidez de las garantías ofrecidas.

5.7.2. FONDO DRI

A través de este Fondo, los municipios, departamentos y entidades territoriales, pueden cofinanciar proyectos de electrificación rural. Mediante esta modalidad de financiación, el DRI aporta recursos no reembolsables del orden del 70% del valor de la inversión y el porcentaje restante lo aporta el municipio y/o la comunidad beneficiaria del proyecto.

El origen de los recursos del Fondo DRI es presupuesto de la Nación y son el Ministerio de Hacienda junto con el Departamento Nacional de Planeación quienes asignan los recursos, con magnitud y destinación específica.

Los proyectos a ser cofinanciados con recursos del DRI, tendientes a ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica en zonas rurales, deben estar inscritos en el banco de proyectos de inversión nacional del Departamento Nacional de Planeación y dentro de los requisitos para acceder a los recursos está la presentación de la carta de solicitud de asignación de recursos, firmada por el representante legal del Ente Territorial y certificado del mismo en que conste que el proyecto está incluido en el Plan de Ordenamiento Territorial;

adicionalmente, se debe presentar al DRI cartas de compromiso de aportes en efectivo y/o bienes y servicios de todos los cofinanciadores.

La solicitud de recursos cofinanciados debe estar acompañada del diseño y planos del proyecto, aprobados por la empresa que suministra la energía eléctrica en el territorio, con el fin de que esta certifique la disponibilidad de energía a los beneficiarios del proyecto. Igualmente el proyecto debe incluir el presupuesto detallado de costos del proyecto, el cronograma y el listado de las conexiones domiciliarias que se beneficiarán del proyecto.

5.7.3. FONADE

El Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo -FONADE- es una Empresa Industrial y Comercial del Estado, de carácter financiero, vinculada al Departamento Nacional de Planeación, vigilada por la Superintendencia Bancaria, dotada de personería jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa, que tiene por objeto ser agente en el ciclo de proyectos de desarrollo, mediante la financiación y administración de estudios y la coordinación y financiación de la fase de preparación de proyectos de desarrollo.

Las líneas de negocio de FONADE están orientadas a la gerencia de proyectos y administración de recursos, estructuración y promoción de proyectos y crédito.

En general las líneas de negocio de FONADE están dirigidas al sector público y al sector privado, atiende entre otros, a los Entes Territoriales, entidades del orden nacional, empresas municipales, departamentales y nacionales, establecimientos públicos, empresas industriales y comerciales del Estado, empresas de servicio público, empresas consultoras, consultores independientes y centros de investigación.

A través de sus líneas de negocio, FONADE se convierte en una alternativa de financiamiento para la ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica.

Concretamente, la línea de estructuración y promoción de proyectos, comprende la estructuración de los estudios técnicos, ambientales, institucionales, sociales, jurídicos y financieros, que permitan establecer la viabilidad del proyecto y a partir de ello, realizar la promoción y venta del mismo entre inversionistas potenciales; a través de esta línea, FONADE puede actuar como banca de inversión, ofreciendo soluciones a las necesidades de ampliación de la cobertura, mediante la vinculación de inversionistas públicos o privados para el desarrollo del proyecto.

Como se señaló anteriormente, otra de las líneas de negocio es el otorgamiento de crédito. FONADE ofrece crédito para una amplia variedad de destinaciones específicas, entre las cuales, la que mas aplicabilidad tiene para contribuir a la ampliación de la cobertura es el *crédito para preinversión*, con el cual se pueden obtener recursos para la elaboración de los correspondientes estudios, planes y programas técnicos, económicos, financieros y organizacionales requeridos para facilitar la toma de decisiones previas a la realización de la inversión.

Mediante este crédito se pueden financiar las siguientes actividades asociadas con los proyectos de ampliación de la cobertura: Planes de desarrollo, planes de ordenamiento

territorial, estudios de prefactibilidad, factibilidad, diseño e ingeniería, asesorías legales, financieras, operativas y técnicas para la puesta en marcha de un proyecto, inversiones preoperativas y estudios de mercado.

La modalidad de crédito es directa, con una tasa de interés que se ubica aproximadamente en el DTF mas dos (2) puntos porcentuales, plazo de hasta seis años con uno de gracia; la garantía exigida varía dependiendo del sujeto de crédito, pero para las entidades públicas, empresas industriales y comerciales del Estado o del orden nacional, departamental o municipal, puede estar representada en avales bancarios o pignoración de rentas o hipotecas, mientras que para las empresas privadas además de las anteriores sirven también como garantía el endoso de títulos valores, certificados del Fondo Nacional de Garantías, pignoración de contratos y prendas sobre bienes muebles.

6. PROBLEMÁTICA ACTUAL

En el documento LINEAMIENTOS PARA LA DEFINICIÓN DE UN PLAN DE EXPANSION DE COBERTURA DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA,²⁰ la Unidad desarrolló la problemática de la expansión de la cobertura, de la cual se resalta que la formulación de un plan de expansión de cobertura de electricidad requiere de la definición y ejecución de proyectos financieramente autosostenibles y del establecimiento del origen de los recursos que le den esta viabilidad. Para esto, deben tenerse en cuenta aparte del mercado, las alternativas de suministro energético y los planes de desarrollo de las comunidades, pues, energizar una población debe entenderse como elevar la productividad, los ingresos y las condiciones de vida de los habitantes y dependiendo de cada situación particular, puede representar el suministro de unas cuantas horas al día o el pleno servicio.

6.1. EL ESTADO Y LA COBERTURA

El Estado propenderá por alcanzar una cobertura equilibrada y adecuada en los servicios de energía en las diferentes regiones y sectores del país, para garantizar la satisfacción de las necesidades básicas de toda la población para lo cual deberá asumir los proyectos que los particulares no emprendan. La normatividad y la regulación del servicio público de electricidad exige que los suscriptores paguen los costos eficientes de prestación con sus propios recursos o que, de no ser posible lo anterior, estos sean cubiertos con recursos de contribución o recursos fiscales, es decir, que en ningún momento la empresa trabaje a pérdida.

Específicamente en lo que respecta a los recursos provenientes del Fondo de Solidaridad y Distribución de Ingresos para subsidiar los usuarios residenciales de estratos 1,2 y 3, a pesar de los esfuerzos que se han hecho, existen problemas con el cierre financiero revirtiendo el problema al presupuesto central, que está sujeto a grandes restricciones, en especial en épocas de crisis fiscal, como la de los últimos años.²¹

²⁰ Documento UPME de noviembre de 2000.

²¹ Documento de Luis Ignacio Betancour para la UPME "Análisis de la regulación del servicio de energía eléctrica", marzo de 1999.

Además en lo que hace referencia a los recursos fiscales, estos dependen de las decisiones del Gobierno Nacional, de los alcaldes y gobernadores, y, de acuerdo a las aprobaciones del Congreso, de las Asambleas y Concejos. Las partidas dependen de las prioridades del gasto público y de los programas económicos.

No obstante lo anterior, algunos analistas consideran que la extensión de cobertura hasta alcanzar niveles óptimos además de ser un problema de finanzas públicas, es un tema legal y regulatorio. La Corte Constitucional ha expresado que al tiempo que se deben considerar los derechos fundamentales se deben examinar las posibilidades económicas de solución del problema y la escasez de recursos.

Es decir, se hace necesario que los proyectos de expansión de la cobertura de suministro energético en general y eléctrico en particular, que sean promovidos por el Estado deben ser sostenibles desde el comienzo. Para lograr esta sostenibilidad se debe aplicar la estrategia más apropiada para cada tipo de zona, ya que la situación de las áreas urbanas es diferente a la de las rurales, y de igual forma, la situación de las zonas interconectadas presenta diferencias con respecto a las zonas no interconectadas.

En general, puesto que aquellas áreas que no cuentan aún con el servicio público de electricidad son regiones rurales o zonas urbanas marginales, que presentan una doble dificultad. Primero, extender el servicio significará altos costos de inversión, lo que trae consigo incrementos de las tarifas, y segundo, estos nuevos suscriptores pertenecerán en la mayoría de los casos a los estratos 1, 2 y 3, que no tienen capacidad de pago y requieren subsidios, presionando el presupuesto central.

Además, es necesario tener en cuenta que si bien, actualmente se busca un nuevo papel del Estado, mas como promotor del mercado, en donde los diferentes agentes operen de forma eficiente y a costos razonables para los usuarios, y como regulador, controlador y en algunas situaciones específicas como planificador; existen situaciones exitosas del Estado como empresario en las cuales **puede** permanecer²² y otras²³ en las que **debe** permanecer ante la existencia de problemas de orden económico y político en la prestación del servicio.

A continuación se presentan las funciones, relacionadas con la expansión de la cobertura, que realiza el Estado para entender más a fondo la problemática.

6.1.1. La Planeación y promoción de proyectos

Dentro de la responsabilidad del Estado de propender por el suministro de energía, se encuentra la obligación de fijar las metas de cobertura a nivel nacional para cada periodo de Gobierno.

Esta responsabilidad presenta cierto nivel de dificultad, ya que para fijar las metas de cobertura es necesario contar con información real sobre la situación de la prestación del servicio, la cual en la actualidad solamente se encuentra estimada. Razón por la cual, en los Planes de Desarrollo de cada gobierno, solo se hace mención a la realización de programas o proyectos específicos sin cuantificar su impacto en el incremento del nivel de cobertura.

²² Existen casos donde el estado por diversos motivos desea mantener la propiedad de la empresa, el caso de EPM en Colombia es un ejemplo, o los distribuidores de electricidad municipales en Noruega, a pesar de que se trata de un mercado competido.

²³ Las denominadas electrificadoras del interior, cuyo número asciende a 13 sin contar a EADE.

Similar situación se observa a nivel regional, agravada por cuanto en los respectivos planes de desarrollo departamental y municipal (en muchas ocasiones), se plantean proyectos de expansión de la prestación de los servicios públicos para el mejoramiento de las condiciones de sus pobladores, que fueron elaborados por “gestores de proyectos” y no se encuentran enmarcados dentro de la planeación integral del ente territorial.

Para analizar más a fondo la problemática de la expansión desde el punto de vista de las instituciones que participan, es necesario diferenciar las zonas de prestación de servicio, según si el usuario a atender pertenece a la zona de influencia del Sistema Interconectado Nacional, SIN, o si por el contrario se requiere suministrar energía mediante la implementación de sistemas de tipo aislado (zonas no interconectadas).

- **Planeación del SIN**

En el caso de las zonas de influencia del Sistema Interconectado Nacional, el esquema ha previsto que el planeamiento por parte de las instituciones del Estado central sea del tipo indicativo, configurándose solo su obligatoriedad para proyectos a nivel de transmisión de energía dentro del marco de las necesidades y eficiencia económica óptima del sistema, dejando la planeación de la expansión de la cobertura en manos de los diferentes agentes como respuesta a la señal de los cargos aprobados en su tarifa.

La expansión de la cobertura del servicio se hace obligatoria para las empresas hasta el nivel donde la regulación le ha reconocido sus costos de inversión. Por consiguiente, para lograr la ampliación fuera de este nivel, los departamentos y municipios deben gestionar recursos, y luego llegar a un acuerdo con las electrificadoras para que se hagan cargo de la parte operativa y de comercialización.

La normatividad también prevé la posibilidad de hacer concesiones que aseguren la prestación del servicio, para lo cual los entes territoriales y en especial los municipios serían los responsables de otorgar la concesión para la prestación del servicio. Sin embargo, esta alternativa tiene el inconveniente de que los entes carecen en su mayoría de las herramientas y capacidad para desarrollarla.

- **Planeación en las Zonas No Interconectadas**

En las llamadas Zonas No Interconectadas, ZNI, se cuenta con el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE, como la entidad que se encarga de planear y promocionar las soluciones energéticas más idóneas para estas regiones. El papel fundamental del IPSE es el de apoyar las zonas que requieren de una solución aislada, zonas que se encuentran en los antes denominados territorios nacionales y andén pacífico.

El IPSE, ha venido actuando en los límites del área de influencia del Sistema Interconectado Nacional y en su esquema de expansión, pues promueve y construye proyectos que tienen que ver con la expansión del suministro a través del SIN en zonas como Nariño, Caquetá, Meta, Casanare y Putumayo, en obras que benefician a las comunidades al permitirles el acceso al Sistema Interconectado Nacional.

Una dificultad que existe es que la definición de Zonas No Interconectadas por parte de la normatividad es demasiado amplia y ha faltado claridad de este aspecto. Aunque vale

la pena anotar que para el tema de evaluación de proyectos para recibir recursos de regalías se realizó una separación de estas zonas.

Al relacionar los municipios con la forma en que se hace el suministro de energía eléctrica se encuentra lo siguiente:

- Municipios con cabeceras con prestación del servicio de energía a través del SIN, pero donde aún no se suministra energía eléctrica a barrios subnormales, centros poblados pequeños o pobladores rurales dispersos.
- Municipios situados en la frontera de expansión del SIN, donde solamente la cabecera municipal está interconectada y el resto se presta servicio mediante sistemas aislados.
- Municipios donde la cabecera municipal no está interconectada al SIN, por lo que la prestación del servicio se realiza mediante sistemas aislados.

En la ZNI, en la actualidad se tiene un servicio caracterizado por: mala calidad y alto costo de prestación. Esto se observa en los siguientes indicadores de las Zonas No Interconectadas.

Indicadores de las ZNI²⁴

Horas de servicio/día (promedio ponderado)	8.8
Eficiencia en generación diesel (%)	26
Disponibilidad de la generación (%)	38
Pérdidas (%)	58
Tarifa actual \$/kWh (p.ponderado)	269
Costo combustible \$/kWh (p. ponderado)	210

6.1.2. La regulación tarifaria y la señal de expansión de la cobertura

Cuando se analiza el efecto de la regulación en la expansión de la cobertura del servicio en la Zona Interconectada, se identifica que el mecanismo tarifario existente no estimula la ampliación de la cobertura.

La empresa distribuidora de la región solo debe atender todas las solicitudes de conexión en su área de prestación del servicio dentro de su red existente y siempre y cuando sean económicamente factibles en relación con la extensión de redes, es decir, que estén cubiertas por los cargos de distribución aprobados para esta por la CREG.

Si a la empresa prestadora del servicio no se le reconoce la expansión de su red no está obligada a hacerlo. En la actualidad, la regulación no toma en cuenta las inversiones futuras que pueda tener el distribuidor, por lo que éste siempre podrá argumentar que el cargo por distribución no es suficiente para construir nuevas redes cuando se le cuestione su gestión en expansión.

²⁴ Resultado del Estudio realizado por Hagler Bailey –AENE, datos al año 2000

Si la empresa prestadora del servicio desea hacer la expansión, y los cargos aprobados no cubren la expansión, sucede lo siguiente:

En caso de que la nueva conexión implique un incremento del costo de prestación del servicio aprobado por la CREG la empresa de distribución de la región podrá solicitar una revisión de la tarifa que le permita la ampliación de la cobertura, de lo contrario no podrá realizar la expansión.

Respecto a la aplicación de la reglamentación tarifaria en las ZNI, se encuentra que un gran porcentaje de los prestadores del servicio no la cumplen debido a que su aplicación, en muchos casos, sobrepasa la capacidad de pago de los usuarios, con lo cual no se puede garantizar la sostenibilidad y la expansión del servicio por el solo esfuerzo de los operadores.

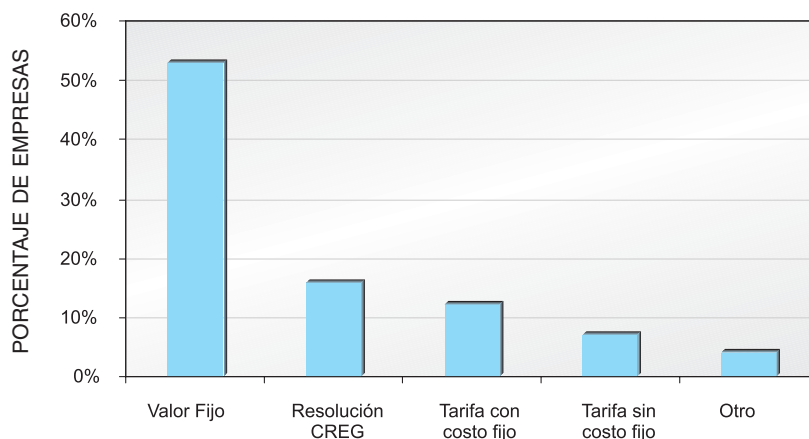


Gráfico 5 Mecanismos tarifarios en las ZNI²⁵

6.1.3. Los subsidios

Se ha logrado una mayor transparencia en la distribución de los subsidios con respecto a la situación que existía con el esquema anterior a la reforma de 1994. El subsidio cruzado que rigió hasta 1994, agrupaba en un solo concepto el valor de la diferencia con el costo económico y la redistribución de ingresos, llegando a existir situaciones en las que el beneficio que recibían los usuarios venía de la entidad prestadora. En la medida en que unos usuarios pagaban tarifas más altas y otros más bajas, el balance arrojaba un resultado neto que no respondía a una política previamente definida, es decir podía ser deficitario (el ingreso promedio era inferior al costo económico), superavitario o neutro. En la mayoría de las empresas era deficitario.

²⁵ Fuente: Estudio de Hagler Bailly AENE

Con el nuevo mecanismo de Subsidios y Contribuciones, se le da sostenibilidad a la expansión de la cobertura donde los usuarios no disponen de suficiente capacidad económica para pagar un consumo mínimo energético.

El proceso de ajuste que se dio en la transición requirió de más recursos de los disponibles por la Nación para este objetivo, debido a la existencia de subsidios extralegales (que se mencionaron en el capítulo 5), los que a pesar de haberse desmontado paulatinamente originaron un déficit del Fondo durante varios años. En la tabla se aprecia el ejercicio para el año de 1999.

Contribuciones	MUS\$	Subsidios	MUS\$
Estrato 5	8	Estrato 1	52
Estrato 6	7	Estrato 2	14
Ind. no reg.	56	Estrato 3	78
Com. no reg.	3.3	Total	275
Ind. Reg.	46	Déficit	23
Com. reg.	72		
Aporte Nación	60		
Total	252		

Es de anotar que en el año 2001, el Fondo alcanzó equilibrio financiero con el pago de los recursos de los ejercicios de los años 1998 a 2001. Los recursos requeridos anualmente para subsidios son cerca de \$550 mil millones al año de los cuales se cubre más de \$400 mil millones con las contribuciones de los usuarios residenciales e industriales y el resto (del orden de \$150 mil millones al año) debe ser cubierto con presupuesto de la nación.

Se debe considerar que las contribuciones tienen una tendencia a disminuir debido a que muchos usuarios regulados han pasado a ser usuarios no regulados, con lo que obtienen mejores precios de la energía y pagan menos contribuciones. Aunque esto no es malo en sí pues mejora la competitividad de los industriales colombianos.

Un inconveniente más del mecanismo actual de subsidios es el hecho que el Fondo paga trimestralmente, pero su ejercicio realmente tiene un retraso de 6 meses con respecto a lo causado, lo cual puede crear problemas de caja por la falta de oportunidad de los pagos correspondientes.

Considerando que la mayoría de los habitantes que no cuentan con el servicio de energía eléctrica son en su mayoría de tipo rural y de estratos socioeconómicos que requerirían de subsidios, para que la prestación del servicio sea sostenible se necesita de un esquema ágil, eficiente y suficiente de distribución de subsidios.

Surge entonces la inquietud sobre la disponibilidad de recursos para satisfacer la demanda que se pueda presentar²⁶. Un estimativo de la cuantía adicional que se podría requerir al año, basado en los estimados de usuarios por atender en la zona interconectada, indica que estos serán del orden de los 73.000 millones de pesos²⁷.

Sobre las cuantía de los subsidios, esta se ve afectada por dos aspectos:

El consumo de subsistencia actualmente es de 200kwh/mes que es un estimativo de las necesidades básicas energéticas, sin embargo, este valor es mayor al consumo promedio actual de los estratos 1, 2 y 3.

El estrato socioeconómico, este aspecto es potestad de los municipios que definen que viviendas tienen las condiciones para ser estrato 1, 2 y 3. Se ha detectado que puede existir una inadecuada estratificación de viviendas, con lo cual se está perdiendo parte del esquema donde los usuarios pudientes contribuyan con los pobres.

En el ejercicio operativo, se observa que algunas de las empresas con mercado en su mayoría subsidiado han optado por reducir el porcentaje de los subsidios legales, en aras de buscar un cierre financiero, permitido por la Ley.

En particular, para las zonas no interconectadas los giros de los subsidios se manejan a través del IPSE y comprenden dos componentes: los subsidios por menores tarifas que provienen del fondo de solidaridad y el subsidio por electrocombustible, este último con el objeto de reducir el costo de la generación diesel.

A diferencia del mecanismo empleado para el área de influencia del Sistema Interconectado Nacional, estos subsidios son distribuidos a las empresas prestadoras de servicios de las ZNI y entes territoriales, de acuerdo con el número de usuarios, la energía requerida, las horas de prestación de servicio asignadas por el IPSE y la capacidad instalada.

6.1.4. La vigilancia y el Control

La vigilancia y el control es un aspecto clave para hacer seguimiento a los incrementos de la cobertura y a la calidad de suministro del servicio que se presta.

Es importante recordar que la dicotomía regulación-control fue resuelta en Colombia con la creación de entidades distintas, de manera que la vigilancia y el poder sancionatorio está en manos de la Superintendencia de servicios Públicos Domiciliarios – SSPD-.

Legalmente hablando, la Superintendencia de Servicios Públicos tiene todos los instrumentos para cumplir lo que la legislación impuso para los servicios públicos: propiciar la competencia y regular los monopolios. Tareas propias de esa función, son por ejemplo: diseñar sistemas de información confiables; examinar y sancionar prácticas restrictivas en los contratos de compra de energía o en Bolsa; cartelización de generadores; imposición de obstáculos a la entrada de competidores; manejo impropio de las contribuciones y otros dineros fiscales para financiar los subsidios.

²⁶ Normativamente los Departamentos y Municipios pueden dar subsidios, pero sus dificultades fiscales no lo permiten.

²⁷ Valor estimado a partir de los usuarios residenciales objetos del mismo, los subsidios requeridos y los potenciales usuarios por cubrir basados en las proyecciones de crecimiento de viviendas del DANE.

En el aspecto de información, que es vital para hacer seguimiento y medir la cobertura, se ha encontrado que tiene deficiencias en su confiabilidad y que no se tiene para la totalidad de las empresas. La SSPD a partir de la Ley 689 de 2001 tiene la función de crear el Sistema Único de Información, con el cual se espera dar solución a estos problemas.

Específicamente sobre el aspecto de la expansión, el mecanismo de vigilancia se ha limitado a la verificación del cumplimiento de las metas que haya propuesto la empresa en su plan de gestión y dado que la cobertura no es un indicador de gestión, la SSPD ha podido solamente hacerle seguimiento a las inversiones propuestas en ese plan.

6.2. LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

En la actualidad existen varios problemas en esta actividad que unidos entre sí han originado lo que podría denominarse la crisis en el área de distribución.

Uno de los de mayor impacto ha sido la dificultad que ha tenido el Gobierno Nacional para culminar el proceso de privatización iniciado hace cuatro años en las trece empresas distribuidoras-comercializadoras regionales que están bajo su control. Estas distribuidoras prestan el servicio en una tercera parte del territorio nacional, cubren el 36% de la población total y sus ventas de energía representan cerca del 18% de la demanda total.

Sumada a la anterior situación existen problemas que aunque no son homogéneos entre las diferentes empresas, si se presentan en un alto porcentaje de las empresas del sector afectando en general a la actividad:

- **Cultura de no pago.** En algunas regiones del país se han presentado problemas de orden público debido a protesta por situaciones históricas, relacionadas con la cultura del no pago de las tarifas eléctricas, y con los intentos de las empresas distribuidoras de poner orden en el cobro del servicio, situación que no solo se da con usuarios residenciales sino también con entidades municipales que a pesar de tener la obligación de incluir estos pagos en sus presupuestos, no lo realizan.
- **Transferencia de Subsidios.** Existe la problemática de los recursos por subsidios que debe girar el presupuesto nacional a las empresas, y que en muchas oportunidades demora, causándole serios perjuicios financieros a éstas. A estos dineros hay que sumar las deudas contraídas por entes gubernamentales de índole regional y nacional.
- **Estructura de mercado débil.** El mercado de algunas empresas tiene baja densidad de usuarios, altos costos operacionales y alta concentración de usuarios de bajos ingresos.
- **Gestión deficiente.** Niveles de pérdidas altos originados por redes en mal estado y robo de energía. Cartera morosa, la mitad de ella es de entidades oficiales convirtiéndola en deuda de difícil cobro. Incumplimiento de los estándares de calidad exigidos por la regulación.

Finalmente, las empresas no realizan expansión por su cuenta para ampliar la cobertura a zonas marginadas porque las inversiones requeridas son más altas de lo que se les reconoce

en la tarifa, por lo que tendrían que esperar al siguiente periodo tarifario, asumiendo que se les podría reconocer dicha expansión.

En particular en las zonas no interconectadas, se encuentran inconvenientes con las empresas que prestan el servicio, como los que se describen a continuación:

- Existe una multiplicidad de figuras prestadoras del servicio que no cuentan con una estructura común que si bien contribuyen en la solución de necesidades de suministro forman parte del desorden institucional de prestación del servicio para estas zonas. (Gráfico 6).
- En la mayoría de los casos si bien existe una entidad encargada de la prestación del servicio, esta no cuenta con la experiencia técnica ni la organización administrativa adecuada que permita cumplir su papel a cabalidad, se puede excluir de esta situación la Electrificadora del Amazonas que atiende casi exclusivamente a Leticia.
- Los operarios de las centrales de generación, cuentan con poca o ninguna experiencia en la operación y manejo de las plantas, con lo que carecen de la capacidad para prevenir o anticipar algún problema con los equipos. En cuanto a los operarios del sistema de distribución se encuentra que en la mayoría de las empresas estos cuentan con pocos equipos técnicos requeridos para su labor.
- Los recursos que ingresan como aportes de subsidios, tanto de menores tarifas como el correspondiente a los combustibles para generación, no están disponibles en forma oportuna ya que se entregan de acuerdo con la disponibilidad presupuestal que asigna la Nación.

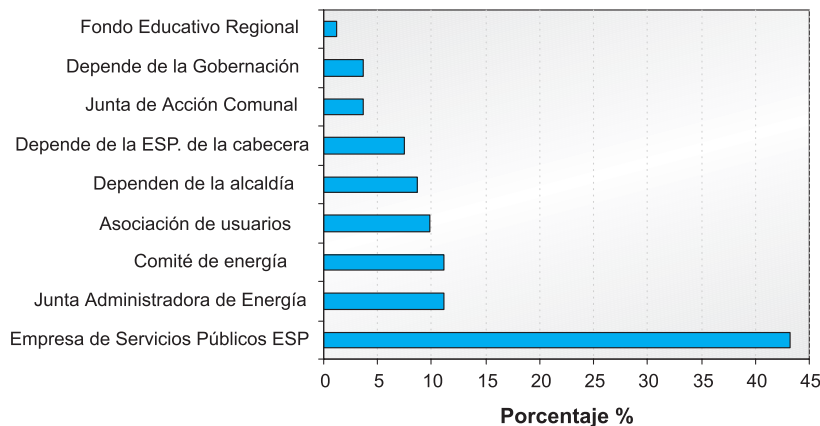


Gráfico 6 Prestadores del servicio en las ZNI

El Gobierno a través del ICEL y en algunas ocasiones a través de los municipios o las electrificadoras departamentales, apoyó el suministro e instalación de plantas, la construcción de redes y suministro de repuestos, así como el mantenimiento de los sistemas, propiciando de esta manera el mejoramiento de la calidad de vida de los pobladores de las ZNI, pero este apoyo ha sido limitado y se reduce a las disponibilidades presupuestales de cada vigencia.

El esquema vigente de suministro de energía en las zonas no interconectadas no ha sido acompañado de medidas que garantice la continuidad del servicio y la autosostenibilidad del mismo.

El servicio se presta en promedio 8.7 horas al día y solamente en Leticia, Orocué y Bahía Solano se presta 24 horas.

La baja disponibilidad, la baja confiabilidad y la poca capacidad de pago debido, entre otras, a la poca actividad productiva, se suman a las razones por las cuales se ha creado la cultura de no pago del servicio.

Se carece de medidores de energía para los usuarios y donde existen no tienen mantenimiento, por lo cual son inoperantes. Las plantas de generación no cuentan con medidores apropiados o no existen por lo cual es muy difícil tener datos históricos de generación para efectuar balances.

En algunas ocasiones, el servicio lo prestan privados que adquieren sus propias plantas porque su actividad productiva lo requiere, y venden los excedentes de energía a vecinos de la localidad, los cuales, casi siempre, pagan altos costos por el servicio. Así por ejemplo, se encontró que de 200 establecimientos comerciales encuestados, el 30% le venden energía a por lo menos un usuario.

6.3. LOS USUARIOS

Los incrementos de cobertura se hacen sobre los usuarios y de sus características dependerá el diseño de estrategias que permitan asegurar la prestación del servicio.

A continuación se muestran los aspectos más relevantes:

6.3.1. Distribución por estratos de los usuarios

Al examinar la distribución de los usuarios y su evolución en los últimos años, se observa que la participación de los estratos I, II y III, se ha incrementado en el período 1994 al 2001, al pasar de un 82% del total de usuarios residenciales en el año 1994, a representar el 88%, con sus correspondientes implicaciones en el Fondo de solidaridad.

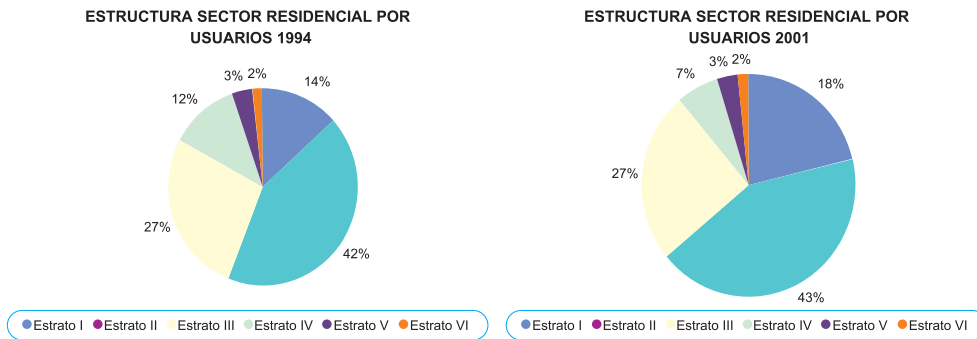


Gráfico 7 Estructura sector residencial

Es de anotar que de los usuarios residenciales, los que han presentado un mayor crecimiento son los del estrato 1, (pasó de representar el 14% en 1994 a representar el 18% en el año 2001). Sin embargo, este cambio en el porcentaje no necesariamente representa en su totalidad una ampliación real de la cobertura, puede haber sido originado por los esfuerzos de las empresas orientados a reducir las pérdidas negras, entre los que se encuentran la legalización de usuarios, y también la reestratificación.

Otro elemento adicional a tener en cuenta en la distribución de usuarios es su ubicación, que puede ser rural o urbana, en el primer caso se tienen dos tipos; los usuarios rurales dispersos y los usuarios que se encuentran nucleados en centros poblados de menos de 5000 habitantes.

En el caso de los usuarios rurales dispersos, estos son generalmente del tipo residencial, pero los usuarios rurales nucleados pueden tener diferentes composiciones como se puede apreciar en la gráfica siguiente de las Zonas No Interconectadas, que puede ser representativo de lo que pasa en el resto del país.

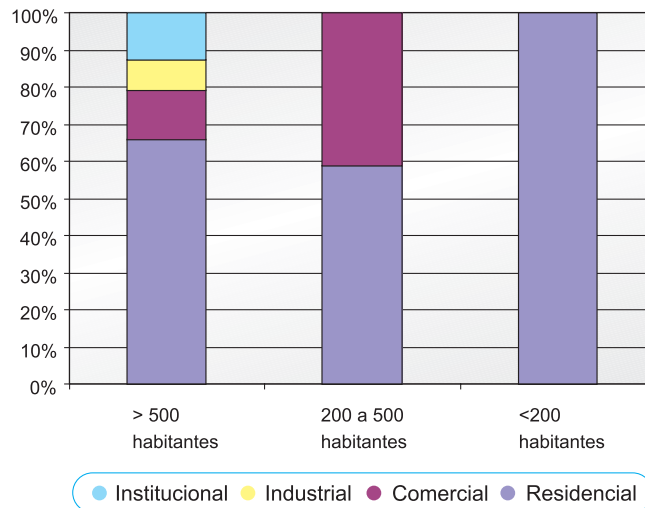


Gráfico 8 Estructura sector rural nucleado en las ZNI

6.3.2. Consumo Promedio mensual

En la Zona Interconectada, cuando se analiza la evolución del consumo promedio de los usuarios residenciales en el período 1970 – 2000, Gráfico 9, se aprecia que ha disminuido sustancialmente, es así como para el año 2000 su valor era de aproximadamente 150 Kwh/mes, hecho que se podría explicar en primera instancia por el desarrollo de programas de Uso Racional de Energía, en especial el de sustitución de energía eléctrica por gas natural para usos como de cocción y calentamiento de agua.

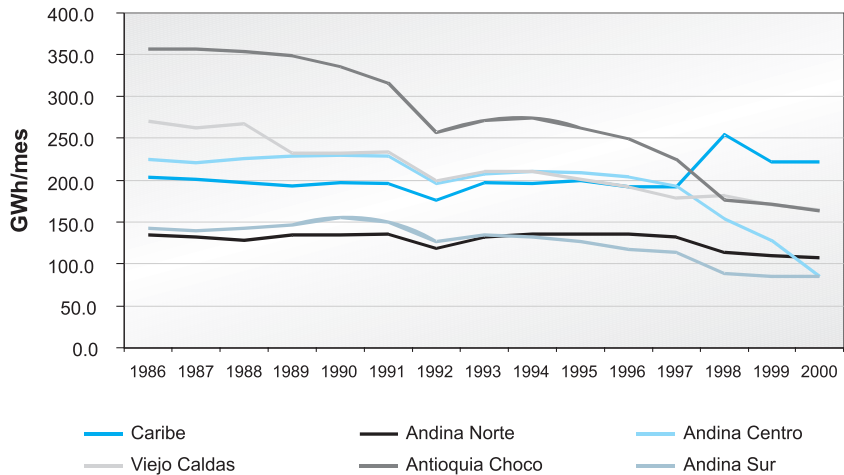


Gráfico 9 Consumo promedio mensual por usuario

Al analizar por estratos se encuentra que el comportamiento de su consumo medio ha sido bastante diferente, mientras es clara la disminución del consumo en los estratos bajos (I, II Y III) en los estratos altos no es tan evidente y podría afirmarse que se ha mantenido su consumo.

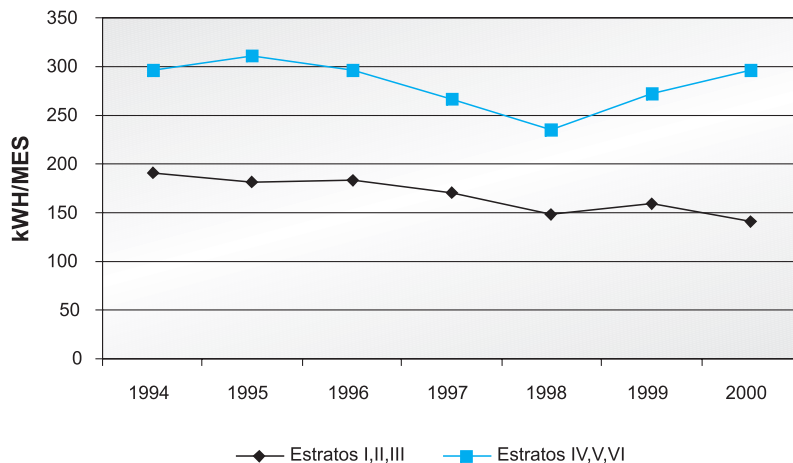
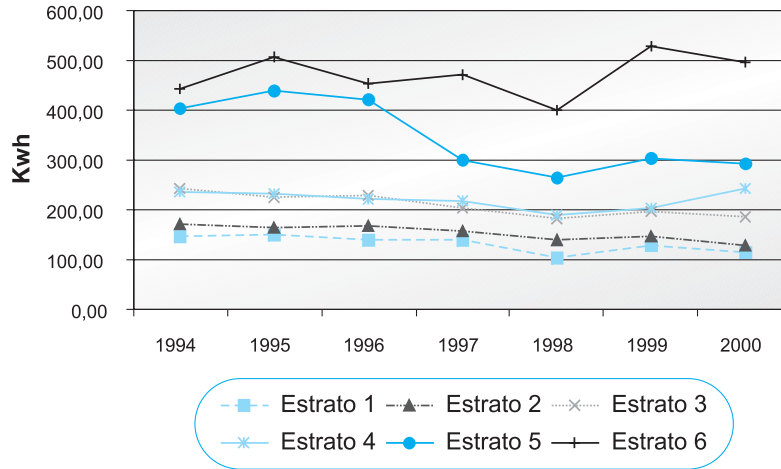


Gráfico 10 Consumo promedio por usuario

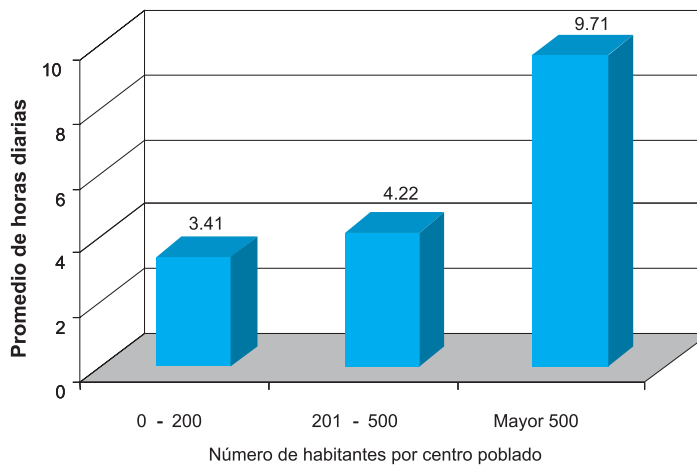
Es decir, el impacto de la disminución de los consumos sujetos a subsidio y del plan de masificación del gas ha logrado un mejoramiento en el uso de los energéticos. Gráfica 11.



Gráfica 11 Consumo promedio por usuario

Cuando se analiza el consumo medio del sector urbano vs. el rural se encuentra que este último tiende a ser menor como lo muestran estudios específicos para estas áreas, del orden de 88kwh/mes²⁸.

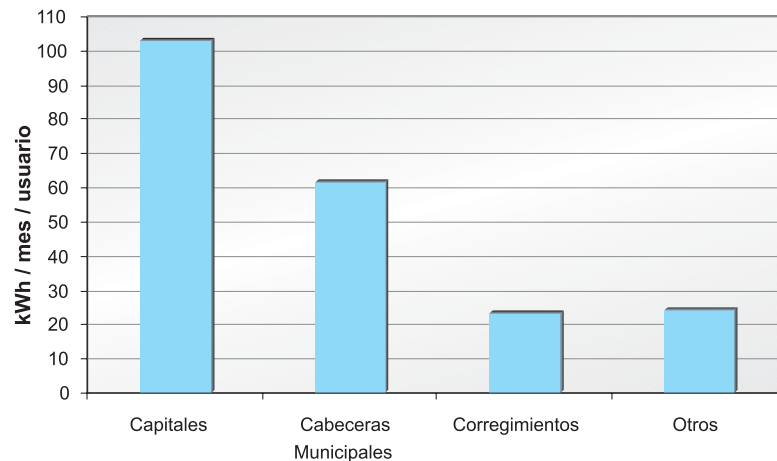
En las zonas no interconectadas la situación es especial, pues la disponibilidad del servicio, salvo en unas cuantas localidades, es inferior a 24 horas como se puede apreciar en la gráfica 12.



Gráfica 12 Horas de suministro para los diferentes tamaños de centros poblados de las zonas no interconectadas

²⁸ "Determinación del Consumo Energético en el sector Residencial Rural, Contrato 019-Fiduagraria S.A.", contratado por el Ministerio de Minas y Energía, 1998.

Con base en lo anterior, el consumo medio para los diferentes tipos de centros poblados oscila entre 24kwh/mes a 103kwh/mes dependiendo de su tamaño, como se muestra en la siguiente gráfica.



Gráfica 13 Consumo de energía para los diferentes tamaños de centros poblados de las zonas no interconectadas.

6.3.3. Habitantes por usuario (vivienda)

Cuando se analiza esta característica de los usuarios se encuentra que con el desarrollo económico, mejora en los niveles de vida, etc, existe una fuerte evolución, pues a comienzos de los 70 este indicador se encontraba en el nivel de 7.4 habitantes por vivienda en promedio, variando entre las diferentes regiones del país de 6 a 9 habitantes²⁹ y para 1997, se encuentra que el estimativo de número de habitantes por vivienda es de 5.4 en promedio a escala nacional.

6.3.4. Índices de cobertura

Al medir la cobertura se encuentran varias dificultades, la principal de ellas es la calidad de la información sobre los números de usuarios y de viviendas existentes pues se ha identificado que los datos difieren de una institución a otra y en caso específico del número de viviendas, los datos se basan en proyecciones de la información obtenida en el censo realizado en 1993.

En el aspecto formal del índice de cobertura se encuentra un inconveniente metodológico en el establecimiento del mismo, pues al definirlo como la proporción de los usuarios con servicio legal con respecto a las viviendas existentes, se está asumiendo que se tendrá un usuario residencial por vivienda construida, hecho que no es completamente cierto.

Al analizar la evolución de los usuarios atendidos se observa un aumento continuo, sin embargo, la tasa de crecimiento de la cobertura, gráfica 14, presenta una variación con picos a principios de los 70s y en la década de los 80, que coinciden con los programas de electrificación de la política nacional de esos años.

²⁹ Documento CONPES 747 DNP-UINF, abril 30 de 1971.

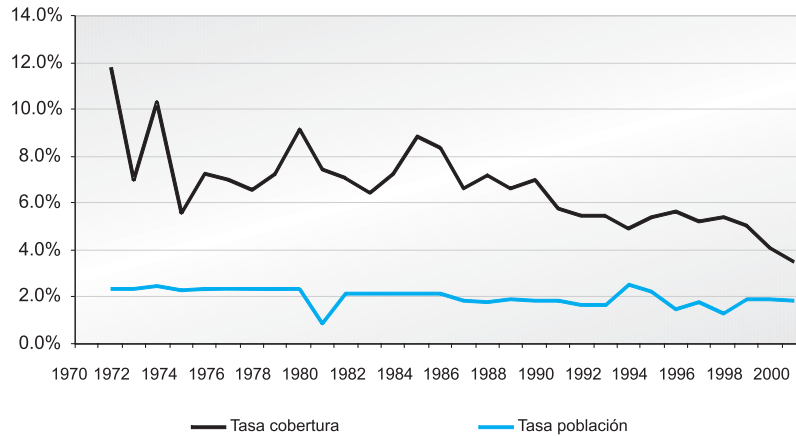


Gráfico 14 Tasas de crecimiento de cobertura y Tasas de crecimiento de población anualizadas.

En la última década, se observa que la tasa de crecimiento de la cobertura ha tenido una tendencia decreciente, que se puede explicar por el hecho de que las empresas han logrado en general un alto nivel de cobertura en las zonas urbanas, que son su principal mercado, quedando el crecimiento compuesto básicamente por el ritmo de crecimiento de la vivienda nueva y el efecto de la legalización de usuarios en los programas de recuperación de pérdidas negras de las empresas. En cuanto al crecimiento de los usuarios rurales, el aporte hecho por las empresas es bajo, por los costos de expansión que estos implican, recayendo la expansión en proyectos para los cuales los entes territoriales obtienen financiación. Un ejemplo de esto último se puede encontrar en el Fondo Nacional de Regalías donde los proyectos que obtuvieron viabilidad de recursos para el año 2001 beneficiaron a más de 34,000 nuevos usuarios.

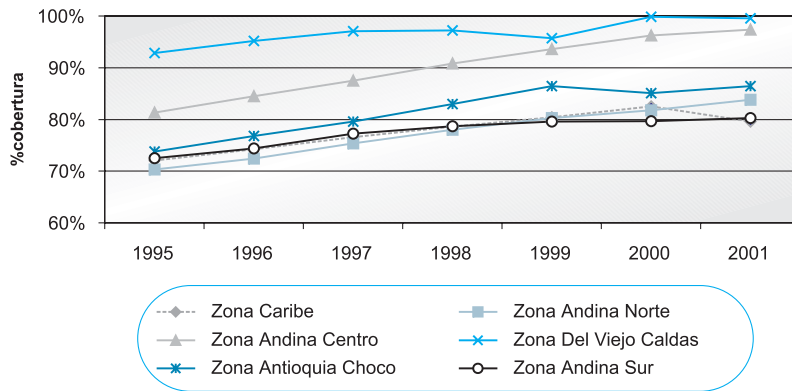


Gráfico 15 Evolución de la cobertura por regiones

A continuación se presenta la cobertura geográfica municipal del país para la Zona Interconectada del año 2001, de igual forma se presenta en el anexo III la relación de los municipios con los usuarios del servicio de electricidad.

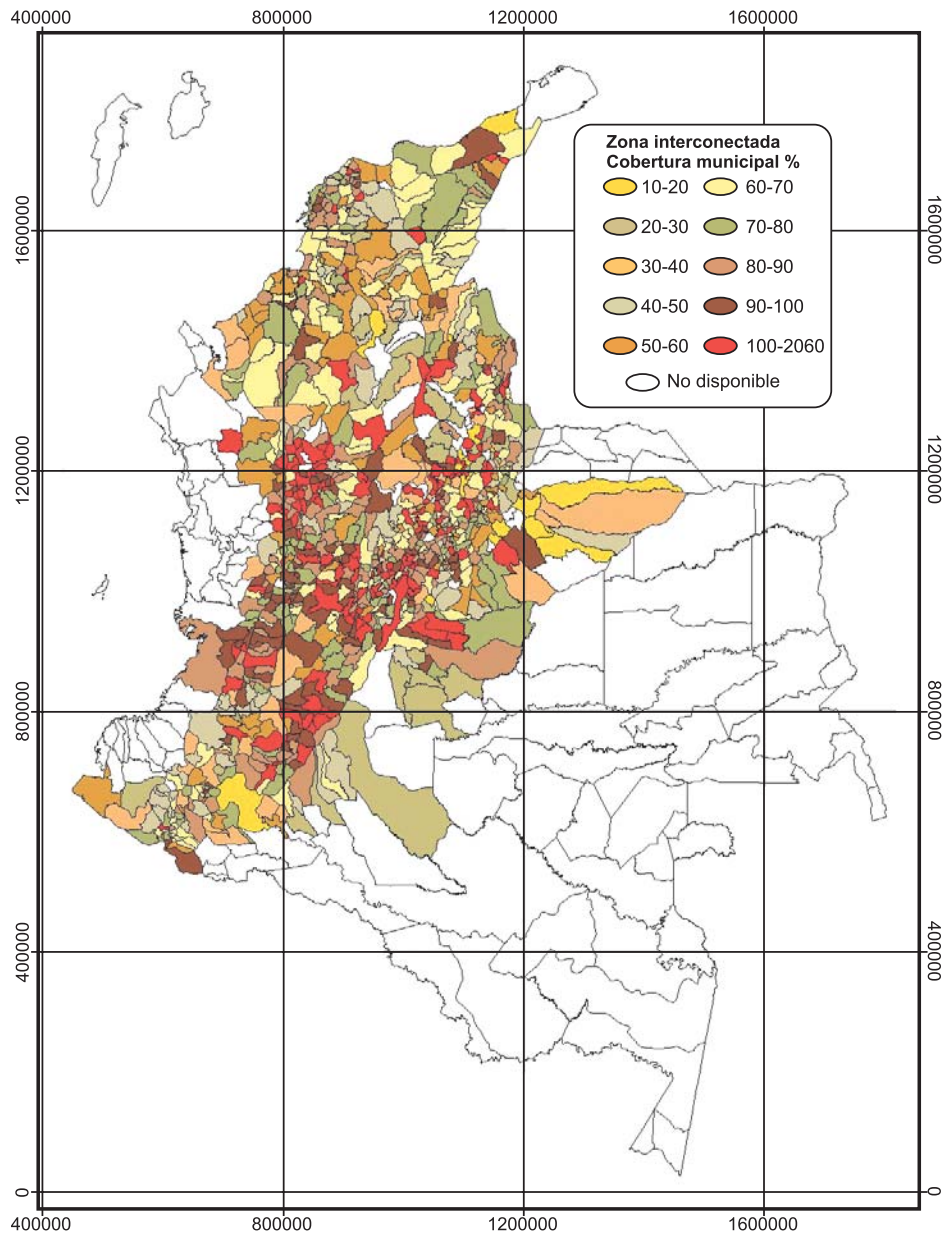
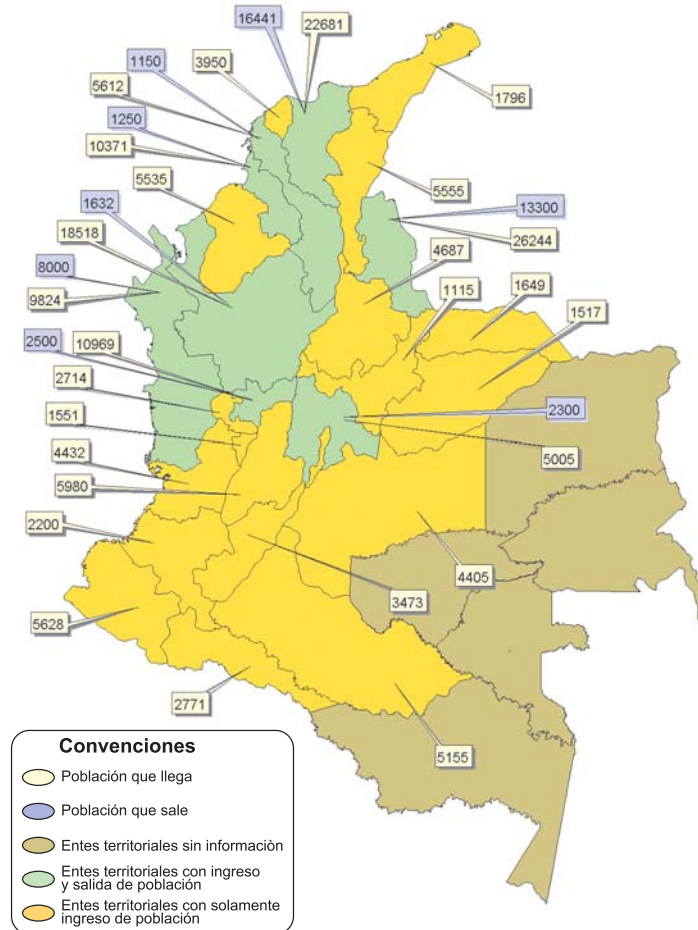


Figura 4. Cobertura de electricidad en la Zona Interconectada

Se observa que la cobertura municipal de electricidad en una gran mayoría de municipios se encuentra por encima del 60%.

6.3.5. Fenómenos migratorios

Por factores de orden público existe en el país un flujo permanente de población hacia las cabeceras de los municipios y entre los departamentos, que puede afectar la estimación de los índices de cobertura que se tienen actualmente. En el siguiente mapa se pueden apreciar estos flujos.



Fuente: ISA
Figura 5. Movimiento de personas

7. RESPONSABILIDAD DEL ESTADO, EMPRESAS Y USUARIOS

Considerando que el suministro de energía eléctrica servirá de motor de desarrollo siempre y cuando el proceso se dé bajo esquemas de planeamiento integral, la priorización de proyectos a nivel regional se debe realizar con base en las necesidades y usos potenciales que ha de tener este tipo de energía. De lo contrario, contribuirá limitadamente al mejoramiento de condiciones de confort, dificultando el esquema de sostenimiento de la

prestación del servicio e involucrando financieramente cada vez más a la Nación, al tener que entrar a cubrir las deficiencias económicas de los usuarios.

De lo expuesto en los capítulos anteriores se pueden extraer las siguientes conclusiones e ideas:

Desde el punto de vista del Estado,

En el esquema actual de mercado, el Estado debe dar las señales de expansión requeridas y definir las estrategias para que los agentes privados o públicos puedan realizar las inversiones necesarias para alcanzar las metas propuestas. A la fecha, existe un vacío en este tema por cuanto estas señales no han sido definidas y establecidas. No se han fijado en los planes de desarrollo del gobierno las metas para ampliación de la cobertura.

En planeación la información es la base para el desarrollo de los planes indicativos de expansión del servicio en el sector. Sin embargo, las herramientas con que se cuenta en la actualidad no son suficientes para obtener la información necesaria.

Con la regulación vigente, los agentes no tienen señales en la tarifa para ampliar la cobertura del servicio más allá de los costos medios aprobados para cada uno de ellos. Con lo que las zonas con características de áreas rurales y alta dispersión que no cuentan con servicio en la actualidad no podrían ser atendidas.

La normatividad y la regulación de los servicios públicos de electricidad y gas no exigen una cobertura total, sino en cuanto los usuarios paguen los costos eficientes de prestación con sus propios recursos o que, de no ser posible lo anterior, haya recursos de contribución o recursos fiscales para subsidiar los usuarios residenciales de los estratos 1, 2 y 3.

Los recursos del Estado tanto a nivel nacional como regional son muy limitados debido a la grave crisis fiscal que afrontan tanto el gobierno central como los regionales, por lo que se ve limitada la forma en que el Estado pueda asumir la ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios. Esta realidad no debe ser excusa para que no se busquen soluciones más económicas acordes con los recursos disponibles.

Cuando no hay interesados en la prestación del servicio de energía eléctrica, la normatividad vigente determina que son los municipios los encargados de concesionar las áreas para la prestación del servicio de distribución en el caso de que nadie esté interesado en prestar el servicio. Sin embargo, este mecanismo no ha sido reglamentado y muchos de los municipios pueden no contar con la capacidad técnica y presupuestal para acometer esta actividad. Por lo que se limitan a formular proyectos a fondos como el DRI y Regalías con el fin de financiar la infraestructura requerida para luego firmar acuerdos con las empresas de distribuidoras y comercializadoras para la respectiva atención a los usuarios.

El problema de la prestación del servicio energético en las ZNI no es estrictamente financiero, la inyección de recursos, bajo la estructura actual, no mejoraría la prestación del servicio de energía. Las deficiencias actuales son debidas a la inadecuada gestión, no existe un responsable directo del servicio, baja capacidad técnica y administrativa por parte del municipio.



Sobre las empresas,

Las empresas, en la actualidad, no tienen obligación en la extensión de la cobertura salvo si los costos marginales de la expansión del servicio no superan los costos medios que le reconoce el ente regulador.

Existen cada vez mayores exigencias para las empresas en materia de planeación, diseño, operación y mantenimiento de las redes al extender la cobertura para cumplir con los niveles requeridos de calidad del servicio y de niveles de pérdidas, que originan mayores costos para la expansión.

A diferencia de la zona Interconectada, en las ZNI los bajos niveles de calidad, cobertura y eficiencia en la prestación del servicio se deben fundamentalmente a la deficiente gestión del prestador del servicio y de los municipios, y no tanto a factores económicos³¹.

Sobre los usuarios,

Los usuarios que no han sido cubiertos con el servicio se encuentran en zonas rurales y dispersas, se caracterizan por consumos bajos de energía haciendo que la prestación del servicio sea muy costosa.

Con las condiciones del país los usuarios de estratos 1, 2 y 3 pueden haber disminuido su capacidad de pago, lo cual aunado a la cultura de no pago que se presenta en algunas regiones se ha convertido en un problema para la sostenibilidad de la prestación del servicio y la expansión de la cobertura.

8. ESTRATEGIAS Y RECOMENDACIONES

8.1. INFORMACIÓN

La información es la materia prima para un plan de ampliación de la cobertura de suministro de energía eléctrica por eso se requiere contar con la disponibilidad de un sistema de información centralizado que identifique de manera confiable los usuarios del servicio de energía eléctrica teniendo en cuenta aspectos como el tipo, ubicación y el correspondiente agente prestador del servicio que los atiende.

La disponibilidad de este sistema permitirá realizar de manera confiable un seguimiento permanente al crecimiento de la cobertura especificando donde se está dando.

La actual coyuntura indica que la Superintendencia de Servicios públicos Domiciliarios debería ser la encargada de recopilar esta información y la UPME de su manejo.

Para el apropiado funcionamiento de la base de datos se requiere de mecanismos que obliguen a los diferentes agentes al suministro de la información con la calidad y parámetros solicitados y con periodos de actualización de al menos una vez al año.

³¹ Conclusión del estudio " Haegler Bailey - AEN Consultoría.

Se incluirá también en este sistema de información los datos referentes a los proyectos a ser financiados por las diferentes entidades con el fin de evitar duplicidad de esfuerzos en la consecución de recursos, permitiendo la coordinación entre fondos de financiación.

Se recomienda iniciar con carácter urgente una gestión que permita identificar con precisión los niveles actuales de cobertura de los servicios de electricidad y gas, como base para la fijación de metas a nivel nacional y por departamentos, regiones y empresas. A este fin se recomienda concertar con las empresas prestadoras de los servicios, y con el DANE, las metodologías, formatos, alcances y plazos

8.2. ENERGIZACIÓN INTEGRADA AL DESARROLLO

Una de las razones por las cuales se ha propendido por un aumento de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el país es el hecho que su disponibilidad genera un incremento del bienestar de los pobladores mejorando sus condiciones de vida. Sin embargo, no se puede limitar el suministro de energía a solo un medio (extensión de redes) o inclusive a una sola fuente (electricidad).

Es así como futuros proyectos de expansión deben contemplar el menor costo de suministro para el usuario final del proyecto teniendo en cuenta las necesidades de este. Además, debe involucrar el suministro energético para proyectos productivos que efectivamente permita el mejoramiento de los ingresos de la población, aspecto que requiere la vinculación estrecha de los programas de desarrollo regionales y locales. Para esto se requiere de la cooperación estrecha entre las diferentes instituciones nacionales y las regionales para que estos a su vez coordinen el apoyo con los agentes locales.

Se recomienda desarrollar al IPSE como una oficina de consultoría especializada y de alta calidad para la ejecución de estudios tendientes a la gestión de proyectos de energización en zonas no interconectables.

Se recomienda que se elaboren materiales informativos y se ejecute una campaña nacional, con énfasis en las zonas no interconectables, a cargo del DNP, la CNR y el IPSE, para dar a conocer los procedimientos para la extensión de la cobertura de los servicios de electricidad y gas, y los recursos que se pueden utilizar para su ejecución.

Se recomienda la entrega de los activos, del actual IPSE, en comodato o su aporte como contribución accionaria de la Nación a las Empresas de Servicios Públicos que se creen para administrar los activos, o a las empresas ya existentes creadas por los entes territoriales, con el fin de fortalecerlas.

La comunidad ha participado en la prestación del servicio y se requiere crear el marco general sobre el cual se permitirá su participación, los mecanismos de apoyo y capacitación con el fin de adecuar la oferta y las organizaciones comprometidas, de tal manera que esta actividad se vuelva una fuente de trabajo para las comunidades.

El gobierno debe adaptar o crear la Unidad de Apoyo Técnico con una concepción básica de incubación empresarial comunitaria, con el fin de crear mecanismos sostenibles en el largo plazo. Separar las funciones técnicas de las financieras y establecer estas ultimas en una institución especializada u Oficina de Apoyo Financiero³².

³² Propuesta por el estudio de Haegler y AENE

8.3. REGULACIÓN

La Unidad considera que se debe compatibilizar el marco regulatorio que ha propuesto la CREG, Resolución 080, para el tema de expansión de la cobertura de la energía eléctrica, con el plan de expansión que se encuentra elaborando en la actualidad, para lo que se requiere³³:

- Adoptar una metodología de Costo Medio de Mediano plazo para calcular el cargo de distribución del Nivel II, con revisiones cada dos años y medio.
- Establecer un mecanismo de revisión previo de los planes de expansión de cobertura elaborados por los ORs, a cargo de la UPME, para los niveles II y III.
- Establecer el esquema de planeamiento centralizado similar al del STN, para el nivel IV.
- Flexibilizar el marco regulatorio para permitir niveles de calidad diferenciales del servicio, acorde con las capacidades de pago de los usuarios, con los costos de prestación y con la tarifa
- Respecto a las tarifas, se puede aclarar en próximas resoluciones de la CREG el tratamiento a los niveles aplicables por una misma empresa que atiende la distribución de electricidad, o de gas, en diferentes regiones del país. Pueden darse por esta vía referencias de niveles tarifarios más altos y hacer más viables los aumentos de cobertura.

El esfuerzo único del Estado no es suficiente para lograr una ampliación de la cobertura en las zonas que requieren del servicio, por lo cual debe buscar que ingresen otras fuentes de recursos como el proveniente de los agentes privados. Para ello se requiere que se den las señales con el mecanismo empleado para regular el mercado, de tal forma que los diferentes agentes vean recompensadas las inversiones eficientes y de menor costo que ellos realicen para ampliar la cobertura del servicio. En este aspecto también se debe involucrar parámetros de capacidad de pago del usuario y requerimientos de calidad del servicio del mismo.

8.4. COORDINACIÓN DE FUENTES FINANCIERAS

Dada la escasez de recursos públicos para la expansión del servicio de energía eléctrica, se requiere de la coordinación de los fondos de financiación de infraestructura del sector energético, línea de acción que necesita ir de la mano de la implementación del sistema de información mencionado en el ítem anterior.

En esta coordinación se requiere que los criterios de evaluación de los proyectos sean comunes en los temas técnicos para todos los fondos con el fin de garantizar la calidad de los proyectos a construir y sobre todo su sostenibilidad.

³³ Propuesta presentada a la CREG.

Adicionalmente se requerirá de una coordinación entre los fondos y los proyectos de expansión definidos y las prioridades de atención a los usuarios. La entidad coordinadora por excelencia sería DNP quien ya dispone de un banco de proyectos, BPIN, que sería la base de información. La labor de coordinación también debe llevarse a cabo entre las instituciones del orden nacional, regional y los diferentes agentes con el fin de canalizar eficientemente los esfuerzos y priorizar los proyectos a ejecutar en los programas regionales de ampliación de cobertura.

Para la asignación de recursos de crédito se recomienda que todo el procedimiento se haga a través de las entidades financieras que efectúen los redescuentos, quienes serían las encargadas de hacer las evaluaciones de los proyectos, con base en los parámetros y manuales que aprueben los ministerios y el DNP, de manera similar a como se adjudican y desembolsan actualmente los cupos de redescuento del FINAGRO y del IFI.

Se recomienda poner en funcionamiento la fiducia y las líneas de crédito previstas en la Ley 141/99 para estudios, cuyos fondos pueden ser no reembolsables. Deberían serlo en todo caso para las áreas no interconectables.

La Oficina de Apoyo Financiero podrá crear un Fideicomiso en Garantía para el manejo de los recursos para las ZNI de manera que se garantice la disponibilidad permanente de los aportes requeridos por parte de los prestadores del servicio

Adicionalmente a la coordinación de las fuentes financieras se requiere investigar y estudiar nuevas fuentes de recursos que para el área no interconectada serían de gran beneficio, como las del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en el marco de la convención de cambio climático y Protocolo de Kyoto.

8.5. AJUSTE DE LOS SUBSIDIOS

Los recursos del Estado son limitados al igual que la capacidad de pago de los usuarios, en muchas ocasiones el costo de suministro es lo suficientemente alto para que los usuarios no puedan cubrir su costo como puede suceder en las zonas no interconectadas del país.

Esto requiere que se haga una revisión para el porcentaje que se le asigna a los diferentes estratos, posiblemente incrementando el más bajo y reduciendo o eliminando los subsidios para el estrato tres.

Un aspecto directamente relacionado con subsidios es la revisión del consumo de subsistencia el cual deberá ser reducido con respecto al actualmente vigente de tal forma que no involucre la cocción con energía eléctrica.

Como complemento a esta actividad se requiere agilizar el proceso de conciliación de los recursos de subsidios para las empresas en el Fondo de Solidaridad, con el fin de reducir al mínimo la espera de parte de las empresas para recibir los recursos que le corresponda.

Se recomienda destinar un porcentaje de los recursos por la venta de activos y empresas (no menos del 10%) al fin específico del aumento de la cobertura de los servicios públicos de energía, con un mínimo para las zonas no interconectables (p. ej. del 40%).



9. PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA COBERTURA

9.1 ZONA NO INTERCONECTADA

La propuesta de la Unidad se fundamenta en lo expuesto en el documento CONPES 3108 del 2001 que tiene por objetivos:

- a) Proveer con una fuente energética confiable al mayor número posible de localidades ubicadas dentro de las ZNI, con el fin de mejorar la calidad de vida de la población, promover el desarrollo socio-económico de sus habitantes y contribuir así al fortalecimiento de la paz.
- b) Mejorar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica en aquellas localidades en las que la prestación del servicio es insuficiente y limitada.
- c) Ampliar la oferta energética, enmarcada dentro de un uso adecuado de las fuentes regionales del recurso y la sostenibilidad ambiental.
- d) Facilitar la participación del sector privado y de las comunidades beneficiadas en la conformación y operación de Empresas de Servicio Público – ESP, responsables de la prestación del servicio de energía eléctrica.

Para cumplir con estos objetivos, el documento establece la metodología y estrategia para la expansión de la cobertura de la ZNI y que se resume a continuación:

Clasificación de centros poblados

Los centros poblados, según su tamaño, tienen características particulares por lo que el suministro energético para cada uno es diferente, en ese sentido se ha identificado tres Tipo de localidades que se describirán a continuación con su respectivo esquema de suministro:

Tipo 1

Corresponden a centros poblados con más de 500 habitantes, que actualmente cuentan, en promedio, con 11 horas diarias de servicio. En estos centros existen algún tipo de comercio y pequeñas industrias donde el uso de la energía es diferente al consumo residencial. En este tipo de localidades se pueden contar 5 capitales departamentales, 43 cabeceras municipales y 8 corregimientos departamentales. Se propone un servicio de 24 horas para las capitales y 16 horas para las otras localidades, para lo cual se deberá tener en consideración las particularidades de los requerimientos energéticos de cada población.

Tipo 2

A este grupo corresponden los centros poblados que tienen una población entre 200 y 500 habitantes, con servicio de energía durante 5 horas diarias en promedio en la actualidad. El consumo energético es netamente para usuarios residenciales, con un crecimiento prácticamente vegetativo. En este grupo se incluyen cerca de 445 localidades entre las que se cuentan corregimientos departamentales y municipales e inspecciones de policía. Para estas localidades se considera llegar a proveer un servicio de 12 horas diarias.

Tipo 3

A este grupo pertenecen aproximadamente 311 localidades, constituidas, por lo general, por asentamientos ubicados en áreas apartadas y de difícil acceso. El consumo es netamente residencial y cubre necesidades de iluminación y de comunicaciones. Se propone un servicio residencial de 6 horas, y de manera permanente únicamente para servicios comunitarios. Para este tipo de localidad el suministro se puede dar a través de fuentes renovables de energía.

Adicional a esta clasificación por requerimientos energéticos de las localidades y ante la necesidad de concentrar la responsabilidad de prestación del servicio en el menor número de empresas posibles, se realizó una agrupación teniendo en cuenta el acceso a las diferentes regiones. Se conformaron 11 grupos como se muestra en la figura 6 para lograr economías de escala y mejorar la prestación del servicio de energía eléctrica.

Además, se contempla un soporte Institucional que sirva de base al desarrollo de los programas de prestación de servicio en las diferentes regiones, fundamentado en la prestación del servicio a través de empresas de servicios públicos conformadas por privados o comunidades organizadas que mediante esquemas sostenibles se comprometan, bajo contratos, a la prestación de servicio en condiciones de eficiencia y calidad.

En este sentido, el IPSE será la Institución técnica encargada de apoyar la creación de las empresas que se harán cargo de la prestación del servicio en cada una de las agrupaciones, hacer el seguimiento del desempeño de la prestación del servicio, determinar si el plan de inversiones propuesto por las diferentes empresas es el más apropiado en cuanto a calidad según lo acordado en los contratos y que se haga al mínimo costo, sin administrar recursos.

Igualmente, el IPSE deberá llevar a cabo la administración y verificación de las obligaciones adquiridas por las empresas a través del contrato frente al Ministerio de Minas y Energía, sin detrimento de las funciones de la SSPD.

El esquema de control y vigilancia estará basado, en primera instancia, en la participación efectiva de la SSPD, apoyada en los mecanismos de interventoría establecidos contractualmente, cuando sea el caso, o en comités de control ciudadano.

Por otra parte, el Ministerio de Minas y Energía deberá expedir las normas técnicas básicas para la construcción y operación de las redes de transmisión y distribución, adecuadas a las condiciones de las ZNI.

Adicionalmente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG, que tiene la responsabilidad de definir normas regulatorias para las ZNI, deberá considerar las condiciones de gradualidad en indicadores como horas de servicio, calidad y cobertura, para cada uno de los centros poblados, que se ajusten a las características de las ZNI.

Se pretende con lo anterior, definir patrones de servicio acordes con las condiciones socio-económicas regionales e identificar el monto de subsidios, dependiendo de factores como la capacidad y disponibilidad de pago de la comunidad. Esto permitirá lograr el equilibrio

económico que haga sostenible la prestación del servicio de energía. La posibilidad de asignación de estos subsidios se hará de acuerdo con la ley y a cargo del PGN.

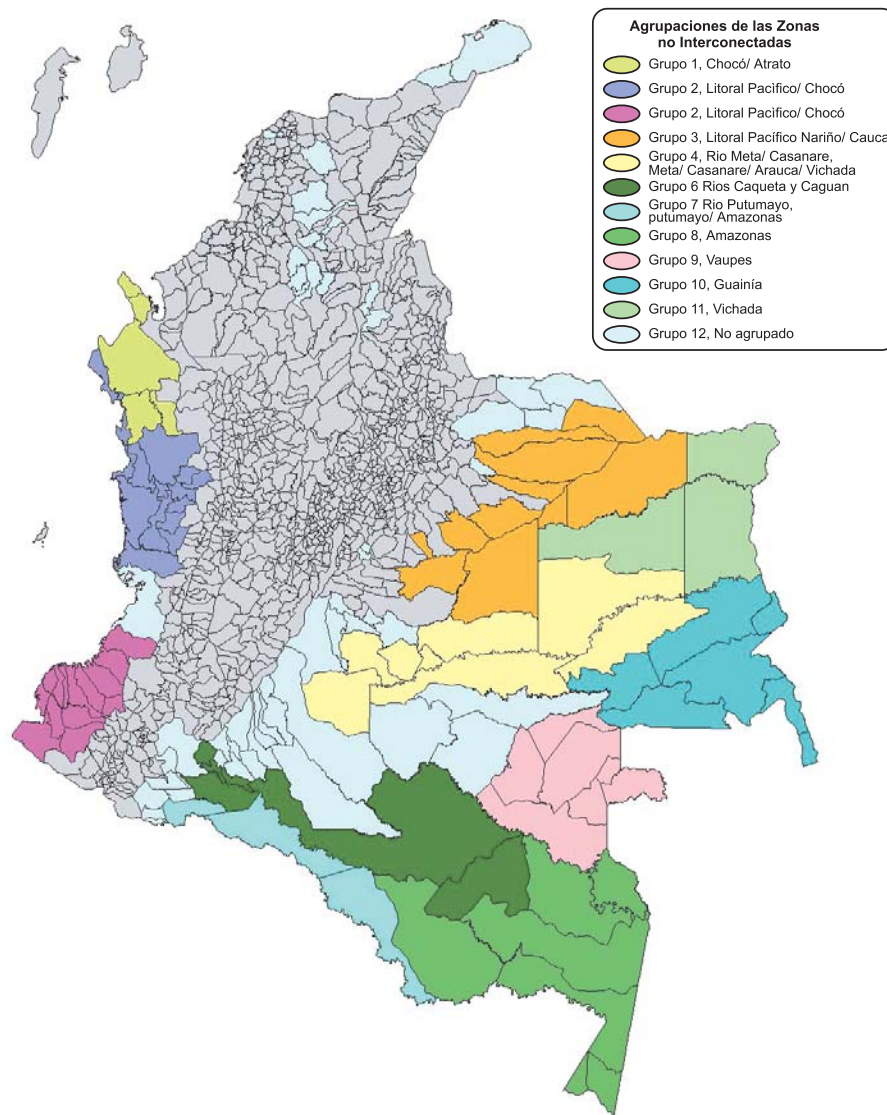


Figura 5. Agrupación de centros poblados

Con esta propuesta se pretende alcanzar en esta zonas los siguientes niveles de cobertura:

	2002	2003	2004	2005	2006
Urbano	76%	78%	80%	82%	84%
Rural	45%	47%	48%	50%	51%

Gráfico 16. Propuesta de Cobertura 2NI

La posibilidad de ampliar la cobertura al 100%, con un escenario de proyección de 25 años, empleando una tecnología diesel eficiente y con el siguiente patrón de horas sugerido de acuerdo a cada tipo de localidad, requiere recursos por un monto aproximado de US\$ 340 millones (en VPN a 25 años).

Tipo 1	Capitales departamentales	24	horas/día
	Otros centros poblados	18	horas/día
Tipo 2	Población entre 200 y 500 hab	12	horas/día
Tipo 3	Población menor a 200 hab	6	horas/día

9.2 ZONA INTERCONECTADA

La Unidad teniendo en cuenta que los planes de gestión y resultados que las empresas le presentaban incluía una propuesta de expansión del Sistema, y que aunque estos planes pueden experimentar modificaciones en su ejecución tal y como lo expresa la resolución CREG 070/98, propone que se adopten en primera instancia, como base del plan indicativo de expansión de cobertura.

Se propone, entonces, como plan preliminar de expansión de cobertura agrupado regionalmente, el siguiente:

Areas	2002	2003	2004	2005
Zona Caribe	-	34.423	42.763	46.330
Zona Andina Norte	30.354	30.188	30.540	30.580
Zona Andina Centro	98.748	101.952	109.203	113.344
Zona del Viejo Caldas	10.184	13.431	13.799	14.179
Zona Antioquia Choco	43.108	42.737	42.507	42.307
Zona Andina Sur	22.947	24.119	22.913	23.796
Total	205.341	246.851	261.726	270.537

Gráfico 17. Proyección Usuarios Anuales Incorporados al SIN

Donde la región agrupa los siguientes departamentos:

Zona Caribe: Guajira, Atlántico, Cesar, Magdalena, Bolívar, Sucre y Córdoba.

Zona Andina Norte: Norte de Santander, Santander, Arauca, Boyacá y Casanare.

Zona Andina Centro: Cundinamarca, Bogotá, Tolima, Huila, Meta y Caquetá.

Zona del Viejo Caldas: Risaralda, Quindío y Caldas

Zona Antioquia – Chocó: Antioquia y Choco.

Zona Andina – Sur: Valle, Cauca, Nariño y Putumayo.

Se estima que con este plan se llegará a un nivel de cobertura del 94%, como se presenta a continuación.

Áreas	2002	2003	2004	2005
Zona Caribe	80%	81%	82%	83%
Zona Andina Norte	85%	86%	88%	89%
Zona Andina Centro	99%	99%	99%	99%
Zona del Viejo Caldas	99%	99%	99%	99%
Zona Antioquia Choco	88%	90%	92%	93%
Zona Andina Sur	83%	83%	83%	83%
Total	90%	91%	93%	94%

Gráfico 18. Propuesta de Cobertura SIN

Y de esta forma en el año 2005 se podrán atender 42 millones de habitantes con el servicio de energía eléctrica.

Este plan de expansión presentado por las empresas, requiere del siguiente monto anual de inversiones expresado en millones de \$:

Inversión	2.002	2.003	2.004	2.005
Privada	169.373,7	120.007,8	129.416,6	100.339,7
Pública	207.404,9	225.128,9	228.166,2	237.955,8

Gráfico 19. Monto de Inversiones

Sin embargo considerando la situación financiera de las empresas con participación del Estado, se realizó un ajuste a las metas planteadas inicialmente y se llegó a una propuesta de ampliación de la cobertura hasta un nivel del 90% en el año 2005.

Frente a esta situación, las metas nacionales anuales de cobertura planteadas se presentan a continuación:

	2002	2003	2004	2005
Total Zona Interconectada	88,8%	89,1%	89,6%	90,1%

Gráfico 20. Propuesta Ajustada de Cobertura del SIN

9.3 PROPUESTA DE CRITERIO TÉCNICO PARA LA EXPANSIÓN

Si bien, este puede ser considerado como el primer plan de expansión indicativo, la Unidad de acuerdo con la propuesta que se le realizó a la CREG (ver anexo II), ha venido trabajando en la definición de un criterio técnico para la expansión que permita estimar las áreas de expansión técnicamente posibles por subestación de alimentación de redes de distribución, como se muestra en el siguiente mapa.

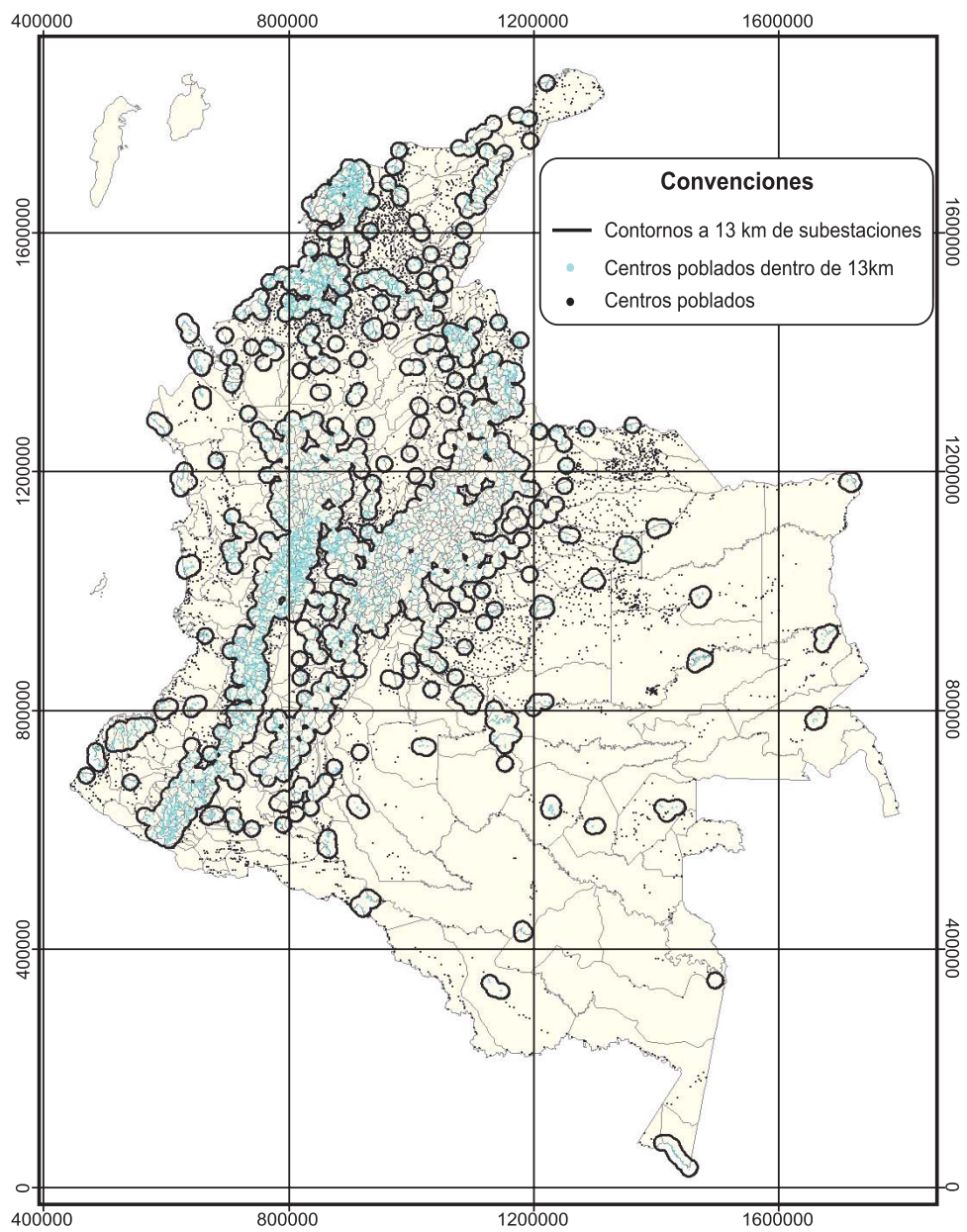


Figura 6. Áreas de expansión técnicamente posibles

Una primera definición se realizó teniendo en cuenta la información de usuarios atendidos de las zonas interconectadas faltando adicionar la parte correspondiente a las zonas no interconectadas y se tomó como referencia los centros poblados interconectados y las subestaciones de 13 kV.

El mapa se construye utilizando la información del listado de municipios atendidos en el año 2001 y suministrado por las empresas, complementada con las subestaciones existentes desde 110 hasta 13.8 kV tomadas del estudio de DNP/1996 con algunos complementos de la UPME que incluyen información del departamento de la Guajira suministrada por Electricaribe para el estudio de Fedesarrollo.

Se empleó el siguiente esquema metodológico:

- A partir de las subestaciones existentes se trazan círculos de 13km de radio³⁴.
- Se establecen los centros poblados dentro de estos círculos y se encuentra para cada municipio la fracción de centros poblados dentro de los 13 km respecto del total de centros poblados pertenecientes a cada municipio, esto se realiza utilizando el mapa de centros poblados de IGAC-DANE de DNP/1996.
- Para cada municipio, se estableció un número de viviendas proyectadas al 2001, desagregadas en urbano y rural, a partir de la información de población proyectada por el DANE y el número **promedio de habitantes por vivienda**, obtenido del censo del 93.
- Se multiplica el número de viviendas proyectadas al 2001 por la fracción de centros poblados dentro de los 13 km para obtener el número de viviendas con posibilidad técnica de ser atendidas.
- Por último se realiza un cociente entre el número de usuarios reportados por las empresas para cada municipio y el número de viviendas con posibilidad técnica de ser atendidas. Este cociente se georreferencia para cada municipio en la parte rural

Existen limitaciones para el desarrollo de esta propuesta, en cuanto a la información del DANE:

- No se tiene la información de población y viviendas completamente georreferenciada en especial para los centros poblados.
- Una buena parte de la información denominada "resto" no es confiable por cuanto tuvo inconvenientes durante la realización del censo 93.
- Se encuentra que una baja fracción de la información de población del DANE no está georreferenciada o que parte de los centros poblados georreferenciados no poseen datos del censo.

³⁴ Regla de experto

Adicionalmente existen limitaciones en cuanto a las condiciones con las cuales las empresas levantan su información:

- Es posible que las empresas consideren algunos usuarios rurales que actualmente son urbanos debido al crecimiento de los cascos urbanos de las cabeceras municipales. O centros poblados grandes pueden ser o no ser considerados como centros poblados (dependiendo de la empresa).
- La información de cada empresa con los suscriptores por municipio o localidad deberían traer el código DANE para facilitar su manipulación, agilizar el procesamiento y reducir errores.



BIBLIOGRAFÍA

Documento CONPES 3122,

Determinación del Consumo Energético en el sector Residencial Rural, Fiduagraria S.A., estudio realizado para la UIME, Ministerio de Minas y Energía, 1998

Establecimiento de un Plan Estructural, Institucional y Financiero, que permita el Abastecimiento energético en las Zonas No Interconectadas, con participación de las Comunidades y el sector privado. Realizado por Hagler Bailly y AENE para Ministerio de Hacienda, DNP, Ministerio de Minas y Energía, Creg y UPME. 2001

Ley Eléctrica y Subsidios en Colombia, UPME, Jaimes Gilberto, Llanos Mauricio, 2001

Lineamientos para la definición de un plan de expansión de cobertura del servicio de energía eléctrica. Documento UPME, 2000-2001.

Perspectivas sobre la cobertura de los servicios de electricidad y gas. Estudio realizado para la UPME por Alberto Rodríguez Hernández, 1999

Sostenibilidad del sector eléctrico Colombiano, Estudio desarrollado para la UPME por Fedesarrollo y Ulpiano Ayala.

Planeación de la electrificación rural en el contexto de los programas del sector eléctrico nacional. Documento DNP 566-UINF, 1970.

La electrificación rural en Colombia. Estado actual y perspectivas futuras. Documento DNP-747-UINF, 1971.

La electrificación municipal - Base para la electrificación rural. Documento DNP-952-UINF, 1972.

ANEXO I

GESTION E IMPACTO DE LOS PROYECTOS DE ENERGIZACIÓN FINANCIADOS CON RECURSOS DEL FONDO NACIONAL DE REGALÍAS F.N.R 2000 - 2002

ANTECEDENTES

La Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, por delegación del Ministerio de Minas y Energía ha venido realizando, desde septiembre de 1999, la evaluación de los proyectos sujetos a consideración de la Comisión Nacional de Regalías relacionados con los sectores de energía y minería, con su correspondiente registro en el Banco de Programas y Proyectos de Inversión Nacional - BPIN.

Mediante la ley 633 del 29 de diciembre de 2000, se estableció, que los proyectos presentados por las entidades territoriales de las Zonas No Interconectadas serán viabilizados por el Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas IPSE, el cual los inscribirá en el BPIN.

La información evaluada por la unidad corresponde entonces a los proyectos presentados por las entidades territoriales pertenecientes a las Zonas Interconectadas para las vigencias 2001 y Junio 30 de 2002.

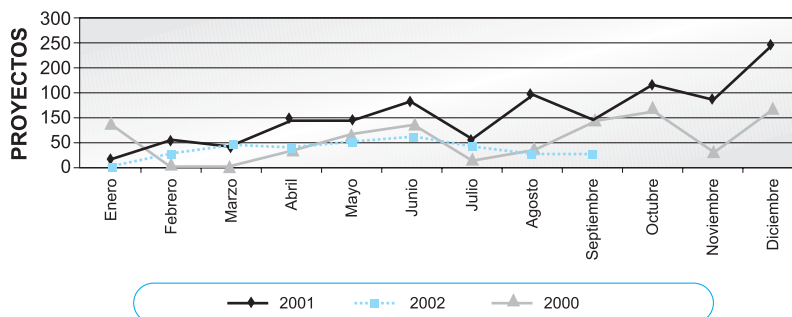
1. Evaluación de Proyectos

La UPME evalúa técnica y financieramente los proyectos que presentan las entidades territoriales a la Comisión Nacional de Regalías, teniendo en cuenta los requisitos de Ley y los criterios de elegibilidad establecidos para el efecto, y emite un concepto de viabilidad del proyecto plenamente justificado. Registra los proyectos viables y no viables en el BPIN, y procede a devolverlos a la Dirección General de la CNR acompañados de sus respectivos conceptos. De igual manera transmite el registro BPIN de los proyectos viables al Departamento Nacional de Planeación.

Si bien en el año 2000 se recibieron un total de 705 proyectos de energización, fueron evaluados 955 proyectos (se incluyen proyectos de la vigencia 1999) quedando pendientes por evaluar 35 proyectos que fueron radicados en la Unidad a finales del mes de diciembre de 2000. Como resultado de las evaluaciones respectivas, el 22% de los proyectos evaluados obtuvieron el concepto de viabilidad técnica y financiera favorable.

En el año 2001 fueron recibidos un total de 1246 proyectos de energización, de los cuales se evaluaron 1069 proyectos. No se logro evaluar la totalidad de los proyectos de energía básicamente por el gran número de proyectos que se recibieron en los últimos tres meses del año que representaron el 44% de los proyectos recibidos. De las evaluaciones respectivas, el 58% de los proyectos de energía obtuvieron el concepto de viabilidad técnica y financiera favorable.

RECEPCION MENSUAL DE PROYECTOS 2001-2002



En el primer semestre del 2002 se recibieron un total de 270 proyectos de energización y se evaluaron 425 proyectos (incluyendo proyectos de vigencia de 2000). A junio 30, el 59% de los proyectos de energía obtuvieron el concepto de viabilidad técnica y financiera favorable.

Es evidente la disminución en la cantidad de proyectos recibidos en el primer semestre de 2002, que en términos relativos equivale a un 48% con respecto al mismo periodo del año anterior, este comportamiento se puede explicar por las expectativas de las entidades territoriales con respecto a las elecciones de Congreso y Presidente respectivamente, el cambio en la legislación (Promulgación de la nueva Ley de Regalías), el bajo presupuesto aprobado para esta vigencia y la no aprobación de recursos para proyectos viabilizados pertenecientes a vigencias anteriores.

Con respecto a las evaluaciones se puede afirmar que los porcentajes de proyectos favorables se han mantenido constantes a lo largo de las dos últimas vigencias. Las principales razones por las cuales los proyectos no obtuvieron concepto técnico y financiero favorable son las siguientes:

- Costos de los proyectos no razonables, especialmente en lo concerniente al suministro y transporte de materiales y al costo de la mano de obra requerida para el montaje – construcción de las obras (Conformación de cuadrillas, rendimientos, salarios y prestaciones a reconocer)
- Proyectos no sostenibles, fundamentalmente por no tener en cuenta en la formulación los costos de operación y mantenimiento, y el cálculo de la tarifa a pagar por el usuario final por la prestación del servicio.
- Proyectos financieramente rentables.
- Proyectos que no cumplieran con los parámetros y metodología del Departamento Nacional de Planeación.
- Inconsistencias en la formulación de los proyectos, como por ejemplo, diseños y planos no coherentes con el listado de cantidad de obra.

2. Presentación de Proyectos por Departamento

En la vigencia 2000, la función delegada por parte del Ministerio de Minas contemplaba la evaluación de todos los proyectos de energización incluyendo Zona Interconectada (Z.I) y Zona No Interconectada (Z.N.I). De esta forma, las entidades territoriales pertenecientes a 29 departamentos presentaron proyectos de energización para solicitud de recursos al FNR,

el 46% correspondía a los Departamentos del Tolima, Nariño, Cundinamarca, Huila y Cauca. Una situación totalmente opuesta la tienen los departamentos del eje cafetero y de la Guajira que presentaron 1 proyecto cada uno, y el Quindio y Amazonas que no presentaron proyectos. Los departamentos con más necesidades de capacitación en formulación y presentación de proyectos, teniendo en cuenta el número de proyectos presentados y su bajo nivel de cobertura del servicio de energía eléctrica son:

Vaupes, Vichada, Guainía, Amazonas, Arauca, Putumayo y Norte de Santander.

ENERGIZACION VIGENCIA 2000							
Departamento	Proyectos Presentados	Proyectos Evaluados	Proyectos Favorables	Proyectos no Favorables	Proyectos en Estudio	% Proyectos Viabilizados	Proyectos con Recursos aprobados
Amazonas	0	0	0	0	0	0,00%	0
Antioquia	37	37	18	19	1	48,65%	18
Arauca	2	2	0	2	0	0,00%	0
Atlántico	22	28	3	25	0	10,71%	3
Bolívar	26	29	5	24	1	17,24%	5
Boyacá	21	29	6	23	0	20,69%	5
Caldas	3	3	1	2	0	33,33%	1
Caquetá	26	33	4	29	1	12,12%	3
Casanare	22	26	6	20	1	23,08%	2
Cauca	47	66	10	56	3	15,15%	8
Cesar	17	17	4	13	2	23,53%	4
Chocó	21	17	9	8	8	52,94%	8
Córdoba	29	37	13	24	2	35,14%	14
Cundinamarca	58	77	28	49	3	36,36%	24
Guainía	3	3	0	3	0	0,00%	0
Guajira	1	1	0	1	0	0,00%	0
Guaviare	19	38	5	33	0	13,16%	5
Huila	51	80	22	58	1	27,50%	19
Magdalena	21	29	7	22	1	24,14%	6
Meta	32	37	4	33	0	10,81%	3
Nariño	80	108	18	90	0	16,67%	17
Nte. De Sant.	16	19	0	19	0	0,00%	0
Putumayo	10	9	2	7	1	22,22%	2
Quindio	0	4	0	4	0	0,00%	0
Risaralda	1	4	0	4	0	0,00%	0
Santander	5	12	1	11	0	8,33%	0
Sucre	5	7	1	6	0	14,29%	0
Tolima	87	111	25	86	7	22,52%	7
Valle del Cauca	29	61	19	42	0	31,15%	19
Vaupes	9	13	0	13	2	0,00%	0
Vichada	3	2	0	2	1	0,00%	0

En la vigencia 2001, 26 departamentos de las Z.I solicitaron recursos del FNR para energización, la mayor parte de esos proyectos fueron formulados y presentados por los departamentos del Cauca, Nariño, Córdoba y Tolima correspondiendo al 53% del total de proyectos presentados. Se destaca que los departamentos de Cauca y Nariño fueron los más

representativos en la presentación de proyectos, debido a los compromisos adquiridos por el Gobierno Nacional con las comunidades movilizadas del suroccidente colombiano. Dentro de estos acuerdos la UPME participó activamente en los programas de capacitación instruyendo a las entidades territoriales sobre el modelo de formulación de proyectos para la obtención del concepto favorable. El caso contrario ocurre con los departamentos del eje cafetero Quindío, Caldas y Risaralda los cuales por su alto nivel de cobertura en el servicio de energía eléctrica (99%) no solicitan recursos para este tipo de proyectos; su participación en el total de los proyectos presentados no alcanza el 1%.

SOLICITUD DE RECURSOS ENERGIZACIÓN VIGENCIA 2001

Departamento	Proy. Recibidos	Proy. Evaluados	Proy. Favorables	Proy. no Favorables	Proy. sin Evaluar	% Proy. Favorables	Proy. con Recursos Aprobados
Antioquia	47	33	27	6	15	81,82%	15
Arauca	37	32	17	15	5	53,13%	4
Atlántico	46	45	15	30	1	33,33%	2
Bolívar	36	26	17	9	11	65,38%	10
Boyacá	28	20	12	8	8	60,00%	4
Caldas	3	2	1	1	1	50,00%	0
Caquetá	26	25	14	11	2	56,00%	7
Casanare	9	9	6	3	1	66,67%	2
Cauca	297	284	181	103	16	63,73%	72
Cesar	28	20	12	8	8	60,00%	1
Chocó	17	18	6	12	2	33,33%	3
Córdoba	112	100	67	33	12	67,00%	35
Cundinamarca	56	52	26	26	7	50,00%	15
Guajira	7	3	3	0	4	100,00%	2
Huila	59	43	35	8	17	81,40%	15
Magdalena	48	45	17	28	4	37,78%	7
Meta	29	21	16	5	8	76,19%	7
Nariño	168	150	67	83	18	44,67%	10
Nte. De Sant.	18	2	1	1	16	50,00%	0
Putumayo	6	1	0	1	4	0,00%	0
Quindío	2	0	0	0	2	0,00%	0
Risaralda	3	2	2	0	1	100,00%	2
Santander	19	12	2	10	8	16,67%	0
Sucre	22	21	8	13	1	38,10%	0
Tolima	74	66	47	19	15	71,21%	19
Valle del Cauca	34	28	9	19	6	32,14%	0

Para la vigencia 2002 se presenta la misma situación de la vigencia anterior, excepto para los departamentos de Caldas y Risaralda, los cuales aumentaron la presentación de proyectos debido a la necesidad de solucionar la falta de energía eléctrica en los sitios apartados de sus jurisdicciones con sistemas solares fotovoltaicos.

SOLICITUD DE RECURSOS ENERGIZACIÓN VIGENCIA 2002 (Junio 30)

Departamento	Proy. Recibidos	Proy. Evaluados	Proy. Favorables	Proy. no Favorables	Proy. sin Evaluar	% Proy. Favorables	Proy. con Recursos Aprobados
Antioquia	16	31	28	3	0	90,32%	1
Arauca	9	14	5	9	0	35,71%	1
Atlantico	7	8	1	7	0	12,50%	0
Bolivar	7	18	7	11	0	38,89%	0
Boyaca	15	23	16	7	0	69,57%	0
Caldas	17	18	9	9	0	50,00%	1
Caqueta	0	2	1	1	0	50,00%	1
Casanare	1	3	3	0	1	100,00%	0
Cauca	22	38	36	2	0	94,74%	4
Cesar	2	10	9	1	0	90,00%	0
Choco	7	8	1	7	1	12,50%	0
Cordoba	11	19	14	5	0	73,68%	1
Cundinamarca	9	19	10	9	0	52,63%	0
Guajira	11	15	13	2	0	86,67%	0
Huila	12	23	18	5	0	78,26%	0
Magdalena	9	14	9	5	0	64,29%	2
Meta	2	10	10	0	0	100,00%	0
Nariño	17	38	36	2	0	94,74%	1
Nte. De Sant.	4	21	14	7	0	66,67%	4
Putumayo	4	7	3	4	0	42,86%	0
Quindio	0	2	0	2	0	0,00%	0
Risaralda	18	19	8	11	0	42,11%	0
Santander	6	15	11	4	0	73,33%	0
Sucre	0	2	0	2	0	0,00%	0
Tolima	27	41	27	14	0	65,85%	2
Valle del Cauca	1	7	3	4	0	42,86%	1

3. Concepto de Favorabilidad de proyectos

Los proyectos evaluados en la vigencia 2000 se caracterizaron por su deficiencia en la formulación y presentación, obteniendo apenas un índice de favorabilidad del 22%, es decir de cada 5 proyectos evaluados, solamente 1 obtuvo concepto técnico-financiero favorable, en este sentido podríamos destacar los proyectos presentados por las entidades territoriales del Chocó y Antioquia las cuales tuvieron índices del 50% y 48% respectivamente.

Una vez analizada la información de la vigencia 2001, se concluye que los departamentos que mejor formulan los proyectos son en su orden Antioquia, Huila, Meta, Tolima, y Córdoba resultado de la activa participación de las Empresas Distribuidoras en la formulación de los proyectos y a la oportuna asesoría de personal calificado para este tema. Caso contrario ocurre con los Departamentos de Santander, Valle del Cauca, Choco, Atlántico, Magdalena y Sucre cuyos niveles de favorabilidad están por debajo del 38%, es decir de cada 10 proyectos presentados sólo 3 obtienen concepto favorable, la mitad del indicador nacional.

Para la vigencia 2002 se observa un notable incremento en el número de departamentos con porcentajes de favorabilidad altos. Además de los departamentos enunciados en la vigencia 2001, se suman Norte de Santander, Boyacá, Santander, Guajira, Cesar Nariño, Cauca y Casanare; esto refleja el compromiso de la Unidad con la permanente capacitación de los entes territoriales en la presentación de sus proyectos. No obstante, los departamentos de Chocó y Atlántico no han mejorado su desempeño en este ítem, al contrario su porcentaje de favorabilidad ha disminuido con respecto a la vigencia anterior en más del 50%.

4. Asignación de Recursos

Para hacer este análisis se subdividió el país en 5 regiones conformadas de la siguiente manera:

- Región Caribe: Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira y Magdalena
- Región Oriente: Arauca, Casanare, Meta, Norte de Santander y Santander
- Región Eje Cafetero: Antioquia, Caldas, Quindío y Risaralda.
- Región Central: Boyacá, Caquetá, Cundinamarca, Huila y Tolima
- Región Occidente: Cauca, Choco, Nariño, Putumayo y Valle del Cauca

Para la vigencia 2001 los recursos aprobados por la CNR, por valor de \$46.393.923.363.00, fueron distribuidos regionalmente de la siguiente manera: Región Central el 30.8%, destacándose estos departamentos como los extremos (Tolima 11.6% y Caquetá 1.9%), Región Caribe 26.4%, con extremos (Córdoba 15,6% y Sucre 0%), Región Occidente 24,4%, con extremos (Cauca 21%, Putumayo y valle 0%), Región Oriente 11%, con extremos (Casanare 5,4% y Santander 0%) y por último el Eje cafetero con 7,4%, con extremos (Antioquia 6,1%, Caldas y Quindío 0%).

Para la vigencia 2002 los recursos aprobados por la CNR, por valor de \$3.962.497.744.00, fueron distribuidos regionalmente de la siguiente manera: Región Central el 7.3%, destacándose estos departamentos como los extremos (Tolima 5.1%, Boyacá, Cundinamarca y Huila 0%), Región Caribe 33.3%, con extremos (Magdalena 31.2%, excepto el Departamento de Córdoba 2.1% los demás 0%), Región Occidente 16.9%, con extremos (Cauca 12.3%,

Putumayo y Chocó 0%), Región Oriente 19.9%, con extremos (Norte de Santander 11.7% - Casanare, Meta y Santander 0%) y por último el Eje Cafetero con 22.6%, con extremos (Antioquia 14.3%, - Quindío y Risaralda 0%).

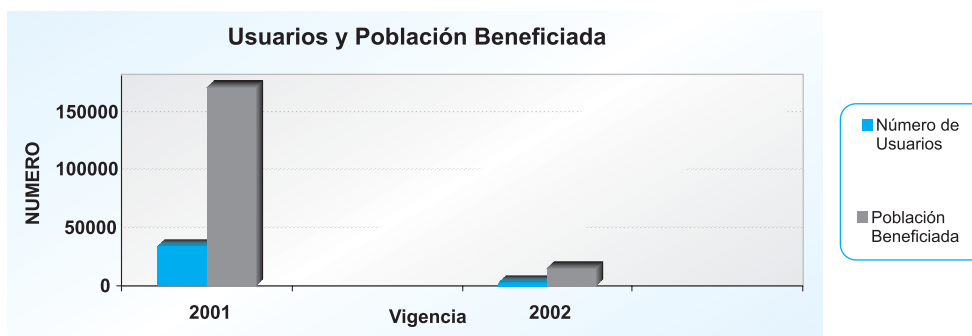
Los recursos asignados para las vigencias 2001 y 2002 se distribuyeron en infraestructura física durante las dos vigencias de la siguiente forma:

ACTIVIDAD	2001	2002 (Jun. 30)
Construcción Redes B.T	32%	31%
Construcción Redes M.T	25%	39%
Const. Montaje S/E Distribución	13%	7%
Costos Indirectos	15%	15%
Interventoría	7%	8%
Transporte	5%	5%
S.S.F.V	3%	5%

5. Impacto De Los Proyectos Con Recursos Del F.N.R

Los proyectos que se ejecutan con recursos del F.N.R impactan sensiblemente el entorno socioeconómico de las diferentes regiones beneficiarias, disminuyendo el índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI), llevando desarrollo y mejorando la calidad de vida de sus pobladores.

Con los recursos aprobados en la vigencia 2001 el número de usuarios beneficiados corresponde a 34.019, afectando una población de aproximadamente 170.000 habitantes, que significa dar servicio de energía eléctrica a una ciudad con un número de usuarios similar al de Tunja. Adicionalmente, en el momento de entrar en operación los diferentes proyectos demandaran 35 MVA de potencia y 55 GWh – año de energía. Si tomamos como referencia un costo promedio de \$185/kWh en el Nivel I, tendríamos al año una adición de ingresos en el sistema eléctrico del orden de \$10.175´000.000,oo.



Para el 2002 los usuarios beneficiados son 2881, afectando una población aproximada de 14.500 habitantes. La demanda de potencia para estos proyectos es de 2 MVA y la energía anual consumida por estos, es de 4 GWh, generando unos ingresos potenciales en el sistema del orden de \$740´000.000,oo. aproximadamente.

Además del impacto directo sobre la población se tiene otro tipo de beneficios con los proyectos que se ejecutarán con recursos de regalías:

Infraestructura. Con los recursos aprobados en 2001 se podrán construir 1011 kilómetros de redes en media tensión a 13,2 kV, si se asume que en cada kilómetro se realiza el montaje de 6 estructuras de suspensión y 4 de retención separadas cada una 100 metros, da como resultado que se requieren aproximadamente: 3'000.000 de metros de cable ACSR en su mayoría, 10.100 postes de concreto de 12 metros 750 Kgf, 66.000 aisladores, 14.000 crucetas, 28.000 diagonales en "V", entre otras. Además se podrá construir 945 kilómetros de redes en baja tensión a 220/120 voltios, si utilizamos un promedio de 40 estructuras separadas cada una 25 metros por kilómetro y red de tres hilos, para su construcción es necesario la adquisición aproximada de: 2'900.000 metros de cable entre ACSR y antifraude, 38.000 postes de concreto en su mayoría de 8 metros 510 Kgf, 137.000 aisladores tipo yo-yo, 1.600 transformadores monofásicos, 3.200 pararrayos, 3200 cortacircuitos, 1200 crucetas, 2400 diagonales en "V", 3.200 collarines, 1.766 luminarias de sodio entre otros. Viéndose beneficiada la industria y el comercio del ramo.

ENERGIZACIÓN

ACTIVIDAD	2001	2002
Km Redes M.T	1011	126
Km Redes B.T	945	58
MVA	35	2
Costo por Usuario	\$ 1.305.623	\$ 1.465.423
GWh/Año	55,11	4,67
S.S.F.V	622	109
Estructuras M.T y B.T	19530	1680
Luminarias Alum. Publico	1766	145

Para la vigencia 2002 con los recursos aprobados se construirán las siguientes cantidades de obra. Construcción de 126 kilómetros de redes en media tensión a 13,2 kV, si se asume que en cada kilómetro se realiza el montaje de 6 estructuras de suspensión y 4 de retención separadas cada una 100 metros, da como resultado que se requieren aproximadamente: 400.000 metros de cable ACSR en su mayoría, 1.260 postes de concreto de 12 metros 750 Kgf, 8.300 aisladores, 1.750 crucetas, 3.500 diagonales en "V", entre otras. Además alcanza para construir 58 kilómetros de redes en baja tensión a 220/120 voltios, si utilizamos un promedio de 40 estructuras separadas cada una 25 metros por kilómetro y red de tres hilos, para su construcción es necesario la adquisición aproximada de: 174.000 metros de cable entre ACSR y antifraude, 2.320 postes de concreto en su mayoría de 8 metros 510 Kgf, 6.960 aisladores tipo yo-yo, 115 transformadores monofásicos, 230 pararrayos, 230 cortacircuitos, 115 crucetas, 230 diagonales en "V", 230 collarines, 145 luminarias de sodio entre otros.

Empleo. La construcción de estas obras tienen una consecuencia directa sobre la generación de empleo, tanto en forma directa como indirecta. Con base en la conformación de una cuadrilla típica de trabajo, al rendimiento esperado y el personal administrativo anexo para el desarrollo de las obras, se tiene que para la vigencia 2001 estos recursos generarían 12.012 empleos, de los cuales 2.310 son directos. Para el año 2002 se generarían 988 empleos, de los cuales 190 son directos. Los empleos indirectos están relacionados con suministro de materiales y elementos de oficina, transporte de materiales, adquisición de seguros, alimentación y vivienda del personal de las obras.

ANEXO II

PROPUESTA PRESENTADA A LA CREG

Nivel I y II. Distribución

La propuesta regulatoria contenida en la Resolución 80 de 2000, contempla el considerar el Nivel I como conexión, lo que en principio estaría directamente a cargo del Usuario.

La Regulación eléctrica actual para la Distribución emplea el Costo Histórico de los activos, por lo que no reconoce las expansiones de cobertura, sino hasta que estas se hayan efectivamente realizado.

La UPME considera que esta manera de calcular el cargo de distribución ha sido una barrera para la expansión, porque las empresas al no contar con recursos para financiar las inversiones no las realizan y dudan que la regulación las reconozca en forma posterior a la ejecución. De esta forma, el costo financiero debido a los flujos de caja anticipados con respecto a la fecha en que los activos empezarían a ser reconocidos por la CREG serían asumido por el OR.

La Resolución 080 de 2000, plantea parcialmente una solución a este tema en el numeral 2.2.2, que en uno de sus apartes dice:

"...Para la determinación de los costos de distribución (correspondiente al nivel II), se establecería para el año base un cargo basado en el costo medio histórico (suprimiendo el límite del 120% del promedio nacional en los cargos), pero que podría ajustarse dependiendo de las inversiones en expansión que serían ejecutadas con posterioridad a la fijación del cargo. Esto implica que el ajuste se realizaría solamente cuando el costo marginal de los nuevos proyectos sea superior al costo medio. En este caso, el Operador de Red deberá sustentar los proyectos y demostrar que tienen costos marginales superiores a los medios."

La UPME considera también, que para que un Plan de Expansión de Cobertura se desarrolle, se requiere de señales más fuertes que realmente incentiven al inversionista a acometer proyectos de expansión de cobertura, sin tener que recurrir en forma permanente a los aportes y subsidios estatales o a revisiones de la tarifa, por tanto es importante que se adopte una metodología de remuneración de los activos que estimule la expansión de la cobertura con capital de las empresas, y que los recursos estatales se orienten únicamente a los casos más críticos.

Nuestra apreciación es que la metodología propuesta en la CREG para gas natural (Resolución 001 de 2002), sería la que mejor se adapta para estos fines.

La metodología adoptada es la del Costo Medio de Mediano Plazo, donde se le reconocen a la empresa las inversiones futuras:

"...Art. 7 Resolución CREG 001-2002 los costos medios de mediano plazo para el mercado relevante de Distribución se calculan a partir de la Inversión Base, el Costo del Capital Invertido,

los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AO&M) y la Demanda de Volumen del mercado correspondiente:

Inversión Base

La Inversión Base comprenderá la Inversión Existente a la fecha de la solicitud tarifaria y el Programa de Nuevas Inversiones que proyecte el Distribuidor: (el subrayado es nuestro)....”

Entendemos que pudiera existir renuencia a reconocer estas inversiones en el sector eléctrico, por cuanto supuestamente es un mercado maduro. Sin embargo, pensamos que para que el Plan de Expansión de Cobertura tenga verdadera fuerza, es necesario establecer medidas de esta naturaleza, que tienen la ventaja de dar un incentivo explícito.

Observamos además, que en gas, la CREG ha diseñado todo un esquema para incentivar nuevas inversiones, veamos el parágrafo b) del Numeral 7.1 de la Resolución 01 de 2002.

“Programa de Nuevas Inversiones en activos propios de la operación y en otros activos.

La empresa reportará el Programa de Nuevas Inversiones que proyecta realizar durante el siguiente Período Tarifario en pesos de la Fecha Base, así como la fecha de entrada en operación de la inversión en activos propios de la operación o la fecha de ejecución en otros activos. Las inversiones proyectadas reportadas por la empresa serán revisadas y ajustadas, de ser necesario, de conformidad con la Demanda de Volumen y demás criterios que adopte la CREG para establecer la Inversión Base.

El Distribuidor presentará a la Comisión planes quinquenales indicando las metas de cobertura anual y dará cuenta de dichos planes a la Unidad de Planeación Minero-Energética del Ministerio de Minas y Energía, para lo de su competencia.

En el evento en que un Distribuidor ejecute durante el Período Tarifario vigente una inversión no prevista en el respectivo Programa de Nuevas Inversiones presentado a la CREG en su solicitud de cargos, estos activos podrán ser considerados en la revisión de los cargos que se efectúe a mitad del Período Tarifario, tal y como lo establece el Artículo 9º de esta Resolución, o en el próximo periodo tarifario. En el entretanto la remuneración de estas inversiones se efectuará de conformidad con los cargos regulados vigentes para el Sistema de Distribución del cual se derive. Así mismo, las desviaciones al Programa de Nuevas Inversiones se ajustarán en la revisión de los cargos que se efectúe a mitad del Período Tarifario.”

O sea, que no sólo se le reconocen las inversiones nuevas en el esquema tarifario, sino que si por algún motivo incorpora inversiones nuevas que no hubiesen sido inicialmente declaradas, se le permite introducirlas en la tarifa en una revisión a la mitad del periodo tarifario.

Todo esto nos lleva a pensar que en el caso eléctrico (nivel II), se pudiera adoptar un mecanismo similar al del gas natural en distribución.

Proponemos adicionalmente que la UPME sea la entidad que revise las propuestas de Expansión de Cobertura, y emita un concepto técnico para que la empresa se pueda dirigir en su momento a la CREG, para la aprobación de los temas de tipo tarifario. Concepto que estaría basado en los criterios de expansión eficiente que a su vez se fundamentan básicamente en costos índices, para diferentes sistemas, que tiene estimados la Unidad.

Si en la CREG pudieran existir dudas sobre la capacidad de verificar la veracidad de las inversiones propuestas por las empresas, se puede adoptar el mismo mecanismo de revisión propuesta en gas, o sea en la mitad del periodo, donde no solamente se introduzcan aquellos proyectos que no quedaron inicialmente, sino que se revise el cumplimiento de las inversiones pactadas y aprobadas por la UPME en el Plan de Expansión de Cobertura.

Sugerimos entonces, que las inversiones futuras se aprueben en dos paquetes, por periodos de 21/2 años, lo que equivaldría a un Costo Medio de Corto Plazo (entendido el corto plazo como 21/2 años). Así, si en la revisión a la mitad del periodo se comprueba que la empresa no está cumpliendo las metas, no se le incluirían nuevas inversiones para lo que le quedase de periodo tarifario.

Niveles III y IV. Transmisión regional, subtransmisión.

La propuesta regulatoria que plantea la resolución CREG 080 para los niveles III y IV, incluye dos aspectos nuevos:

El primero, es el reconocimiento de activos nuevos y el segundo, es la remuneración por ingresos, no por tarifa.

“... Regulación económica por ingreso en forma anual, considerando unidades constructivas que se valorarían a costos unitarios establecidos por la Comisión. El recaudo se realizaría centralizadamente a través del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). En esta actividad se remunerarían los activos ya en uso y los nuevos proyectos a ejecutar.”

El planteamiento de una remuneración por ingresos incentiva las inversiones y puede también en un momento dado desbordar los costos de eficiencia sino se le implantan límites, por lo cual se hace necesario un esquema de planeamiento centralizado similar al del STN.

Frente a esta propuesta, la Unidad ve viable ponerla en practica para el Nivel IV, basada en un sistema de estampilla nacional o regional con una planeación centralizada similar a la que se adelanta para el STN, es decir, definiendo las obras de expansión necesarias y sacándolas a licitación, con lo que se beneficiarían a los usuarios introduciendo competencia en este nivel.

En el caso de Nivel III, es claro que la planeación centralizada es de difícil realización, por lo que se propone una solución intermedia, es decir que se maneje con el criterio propuesto de remuneración por ingresos, donde los OR sean los que propongan sus planes de expansión y la UPME de concepto técnico sobre éstos, como uno de los requisitos indispensables para que la CREG apruebe las inversiones.

Consideraciones sobre capacidad de pago y calidad del servicio

La CREG ha identificado un aspecto que eventualmente puede constituir una barrera para lograr una expansión de cobertura efectiva, se trata de la capacidad de pago de los usuarios. En principio, con los subsidios al consumo básico establecidos en la Ley 142, y con costos razonables de la prestación del servicio, este tema no debería representar un problema, sin embargo, existen estratos de la sociedad y en especial dentro de ciertas áreas geográficas, donde aún con los subsidios de ley se les dificulta el pago de las facturas a algunos usuarios.

La solución en este caso no es, naturalmente, condenar a estos sectores a no tener el servicio de energía eléctrica, lo cual sería una medida extrema, sino buscar alternativas para tratar de reducir los costos a valores razonables.

No debemos olvidar que la mayor parte de las necesidades de expansión de cobertura en el sector eléctrico, se encuentra principalmente en sectores de escasos recursos y marginalizados de las ciudades, o en áreas rurales. Sin descontar que el problema de desplazamiento pone cargas aún más pesadas sobre la expansión de las redes en zonas marginales.

A continuación, planteamos una serie de medidas, cuya combinación coadyuvaría a lograr niveles efectivos de ampliación de cobertura del servicio eléctrico:

- Una primera posibilidad consiste en permitir niveles de calidad diferenciales del servicio, acorde con los costos de prestación del mismo y consecuentemente de la tarifa.
- Una segunda posibilidad es que en ciertas áreas y en especial en zonas deprimidas parte de la inversión sea financiada con recursos estatales (p.e. Fondo de Regalías), como actualmente se ha venido realizando, o siguiendo lo establecido en la Ley 142 de 1994 en su artículo 27³⁵, que define las reglas bajo las cuales se puede dar la participación estatal a través de aportes con recursos para apalancar y facilitar la constitución de empresas de servicios públicos.

Se entiende que estos aportes no son un regalo para la empresa prestadora del servicio, sino que este aporte se debe reflejar en un menor pago tarifario de los estratos subsidiados. No son un regalo debido principalmente a que no entrarían en la remuneración tarifaria, pues no son financiados por el OR. Sin embargo, el OR sí debe responsabilizarse de su mantenimiento y cobrar por ello.

En la actualidad, en muchas regiones los Municipios solicitan aportes del Fondo de Regalías o de otros fondos para construir las redes de expansión en zonas rurales y marginales y el activo se mantiene como propiedad del Municipio, quién firma con la empresa eléctrica local un convenio para que ésta última se haga cargo de la red, cobrando la operación y mantenimiento de la infraestructura (A,O&M) y la atención de los Usuarios, los que recibiría como propios.

Otro aspecto importante para revisión de la CREG, la reglamentación y normalización de redes e instalaciones que hacen las empresas, por cuanto las mismas pueden estar creando una barrera en la expansión de la cobertura al imponer altos costos al usuario con exigencias por encima de las que le son reconocidas en sus costos³⁶.

Finalmente, estas acciones en regulación deberán estar acompañadas de implementación de estrategias y acciones de otros estamentos del Gobierno que permitan mejorar la capacidad de pago de la población en general.

³⁵ **ARTICULO 27. Reglas especiales sobre la participación de entidades públicas.** La Nación, las entidades territoriales, y las entidades descentralizadas de cualquier nivel administrativo que participen a cualquier título en el capital de las empresas de servicios públicos, serán sometidas a las siguientes reglas especiales.

27.1.- No podrán otorgar ni recibir de las empresas privilegio o subsidio distinto de los que en esta ley se precisan

27.2.- Podrán enajenar sus aportes, para lo cual se tendrán en cuenta sistemas que garanticen una adecuada publicidad y la democratización de la propiedad de conformidad con esta ley y en desarrollo del precepto contenido en el artículo 60 de la Constitución Política.

³⁶ Cable antifraude

ANEXO III

EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGÍA S.A. E.S.P. CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total	Municipio	Urbano	Rural	Total
Carmen de Viboral	5,154	3,276	8,430	Belmira(Labores)	80	0	80
Cocorna	1,643	3,260	4,903	Zaragoza	1,951	410	2,361
Abejorral	2,251	2,509	4,760	Bollvar	4,173	0	4,173
Concepción	645	1,079	1,724	Bollvar	0	2,650	2,650
Alejandro	740	760	1,500	Bolombolo	649	578	1,227
El Jordán	359	623	982	Caldas	0	565	565
Granada	2,214	3,530	5,744	Caramanta	859	881	1,740
Guarne	3,241	6,181	9,422	Carmen de Atrato	561	638	1,199
La Ceja	7,344	0	7,344	Concordia	2,132	2,520	4,652
La Ceja	124	2,622	2,746	Altamira (Betulia)	321	918	1,239
La Ceja	0	1,407	1,407	Fredonia (Tunez)	0	125	125
La Unión	2,149	2,511	4,660	Fredonia	2,399	0	2,399
Marinilla	7,043	0	7,043	Fredonia	0	3,739	3,739
Marinilla	0	4,525	4,525	Amaga (Minas)	199	736	935
Mesopotamia	182	462	644	Amaga	2,702	2,954	5,656
Narino	901	2,033	2,934	Andes	685	4,870	5,555
Pantaniello	148	706	854	Andes	4,508	0	4,508
Argelia	872	1,102	1,974	Hispania	810	479	1,289
Puerto Triunfo	628	2,595	3,223	Angelópolis	504	762	1,266
El Retiro	2,006	2,786	4,792	Jardín	2,089	1,780	3,869
Rionegro	6,041	0	6,041	Jerico	2,093	1,598	3,691
Rionegro	6,966	0	6,966	Angelópolis (La Estación)	0	279	279
Rionegro	1,802	5,391	7,193	La Pintada	1,589	360	1,949
Rionegro	130	4,013	4,143	Montebello	584	1,760	2,344
San Carlos	2,124	1,810	3,934	Palermo	377	327	704
San Francisco	487	566	1,053	Pueblorrico	1,242	1,215	2,457
San Luis	1,448	1,672	3,120	Salgar	1,711	2,212	3,923
San Vicente	1,394	3,697	5,091	Santa Barbara	2,869	0	2,869
Santuario	5,297	0	5,297	Santa Barbara	601	3,257	3,858
Santuario	0	3,406	3,406	Tamesis	1,986	2,331	4,317
Sonsón	784	362	1,146	Tarso	586	769	1,355
Sonsón	4,385	0	4,385	Titiribi	1,028	1,801	2,829
Sonsón	0	1,755	1,755	Urrao	3,572	1,860	5,432
Sonsón	51	1,297	1,348	Valparáiso	987	828	1,815
Buritica	360	966	1,326	Venecia	1,455	1,416	2,871
Caicedo	384	1,243	1,627	Betania	1,016	790	1,806
Canasgordas	1,123	2,261	3,384	Betulia	1,036	1,779	2,815
Dabeiba	2,227	1,258	3,485	Caracoli	884	917	1,801
Ebejico	663	1,910	2,573	Cisneros	2,284	1,060	3,344
Frontino	2,023	1,409	3,432	El Tigre	236	305	541
Frontino(Nutibara)	285	390	675	Amalfi	2,550	1,181	3,731
Giraldo	370	473	843	Remedios (La Cruzada)	796	526	1,322
Heliconia	662	827	1,489	Puerto Nare	1,384	373	1,757
Heliconia(Pueblito)	0	333	333	Pto.nare (La Sierra)	1,577	273	1,850
Abriaquí	196	380	576	Anorí	1,007	848	1,855
Liborina	758	2,080	2,838	Maceo	911	431	1,342
Sfe de Antioquia	3,238	2,696	5,934	Puerto Berrio	7,513	946	8,459
Anza	373	774	1,147	Remedios	2,197	367	2,564
Olaya	62	428	490	Remedios (Sta. Isabel)	226	224	450
Peque	373	649	1,022	S. Jose del Nus	554	955	1,509
Armenia	511	954	1,465	San Roque	1,588	1,930	3,518
Sabanalarga	637	1,423	2,060	Santiago	290	357	647
San Jerónimo	1,003	2,469	3,472	Santo Domingo	895	785	1,680
Sevilla	269	773	1,042	Sto. Domingo (Versalles)	195	0	195
Sopetran	1,396	2,691	4,087	Segovia	6,336	233	6,569
Uramita	509	654	1,163	Vegachi	1,833	611	2,444
Belmira	429	742	1,171	Yalí	805	677	1,482
Briceno	467	738	1,205	Yolombo	1,670	1,772	3,442
Caceres	1,453	86	1,539	Yondo	1,411	381	1,792
Caucasia	2,797	0	2,797	Carepa	3,971	1,268	5,239
Caucasia 2	3,213	0	3,213	Chigorodo	4,456	384	4,840
Caucasia 3	2,720	0	2,720	Chigorodo	4,509	0	4,509
Caucasia 4	3,614	0	3,614	Curulao	3,128	591	3,719
Caucasia Rural	0	2,864	2,864	El Totumo	546	172	718
El Bagre(Pto.Claver)	626	0	626	El Tres	532	678	1,210
El Bagre	5,071	291	5,362	Apartado	6,415	0	6,415
Caceres (El Jardín)	1,702	344	2,046	Apartado	5,646	932	6,578
Ituango	1,837	1,305	3,142	Apartado	5,447	403	5,850
Anorí(Charcón)	2	52	54	Mutata	1,294	232	1,526
Aragón(Sta. Rosa)	135	384	519	Apartado (Bijagual)	0	178	178
Nechí	1,755	75	1,830	Apartado (Bijagual)	0	178	178
Puerto López	482	0	482	Necoclí	1,483	1,242	2,725
Puerto Valdivia	592	525	1,117	Nueva Colonia	1,835	340	2,175
San Andrés	710	1,302	2,012	Arboletes	1,845	902	2,747
S. Jose de La Montaña	619	639	1,258	S. Juan de Uraba	1,033	847	1,880
Sta Rosa de Osos	256	251	507	S. Pedro de Uraba	1,742	1,490	3,232
Taraza	3,601	592	4,193	Riogrande Turbo	843	0	843
Toledo	370	830	1,200	Turbo	8,449	821	9,270
Toledo (El Valle)	0	82	82				
Valdivia	892	476	1,368				
				Total	257,166	178,514	435,680

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER
CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total
Betulia	593	551	1,144
Bucaramanga	100,143	1,643	101,786
California	108	186	294
Cepita	5	419	424
Charta	176	483	659
El Carmén de Chucurí	282	2,143	2,425
El Playón	1,118	1,444	2,562
Floridablanca	46,006	1,532	47,538
Galán	209	502	711
Girón	20,741	1,750	22,491
La Esperanza	372	499	871
Lebríja	2,410	2,940	5,350
Los Santos	363	1,396	1,759
Matanza	375	1,028	1,403
Piedecuesta	16,879	3,796	20,675
Rionegro	1,969	3,298	5,267
Sabana de Torres	2,320	1,296	3,616
Santa Barbara	102	310	412
San Alberto	2,280	608	2,888
San Martín	1,620	1,013	2,633
San Vicente de Chucurí	2,992	3,976	6,968
Suratá	185	712	897
Tona	338	1,537	1,875
Velás	170	329	499
Zapatoca	1,791	549	2,340
Barrancaberbeja	33,912	7,188	41,100
Cantagallo	413	4	417
Cimitarra	1,547	4,022	5,569
Landazurí	174	1,975	2,149
Puerto Parra	293	1,022	1,315
Puerto Wilches	4,158	1,098	5,256
San Pablo	1,425	94	1,519
Aratoaca	384	1,173	1,557
Barichara	710	946	1,656
Cabrera	28	336	364
Charalá	1,600	1,397	2,997
Coromoro	257	1,308	1,565
Curiti	745	1,306	2,051
Encino	59	427	486
Jardin Sube	3	52	55
Mogotes	821	1,307	2,128
Ocamonte	115	1,093	1,208
Onzaga	354	649	1,003
Páramo	196	462	658
Pinchote	274	641	915
San Joaquín	233	378	611
San Gil	8,431	1,773	10,204
Valle de San José	438	719	1,157
Villanueva	923	839	1,762
Albania	100	1,112	1,212
Barbosa	4,286	1,253	5,539
Bolívar	404	2,011	2,415
Chipatá	164	821	985
El Peñón	22	459	481
Florían	259	1,176	1,435
Gavata	201	1,029	1,230
Guepsa	387	480	867
Jesús María	207	712	919
La Aguada	61	263	324
La Belleza	338	1,155	1,493
La Paz	255	1,099	1,354
Pauna - Boyacá	0	0	0
Puente Nacional	1,248	2,240	3,488
San Benito	88	618	706
Santa Helena del Opón	168	550	718
Sucre	499	1,877	2,376
Vélez	2,126	2,344	4,470
Capitanejo	851	631	1,482
Carcasi	162	1,029	1,191
Cerrito	497	647	1,144
Concepción	684	872	1,556
Corregimiento de Presidente	0	44	44
Encisco	178	657	835
Guaca	369	1,276	1,645
Macaravita	91	516	607
Malaga	3,826	979	4,805
Molagavita	206	1,202	1,408
San Andrés	844	1,839	2,683
San José de Miranda	225	870	1,095
San Miguel	114	593	707
Chima	80	662	742
Confines	72	432	504
Contratación	789	357	1,146
Gámbita	3	389	392
Guacamayo	17	463	480
Guadalupe	416	902	1,318
Guapota	91	433	524
Hato	43	404	447
Oiba	905	1,368	2,273
Palmar	60	208	268
Palmas del Socorro	61	504	565
Simacota	745	1,173	1,918
Socorro	4,478	1,291	5,769
Suaita	755	1,131	1,886
Suaita - Vado Real	293	554	847
	288,708	104,774	393,482

EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA
CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total	Municipio	Urbano	Rural	Total
Tunja	28,047	1,298	29,345	Caldas	70	803	873
Berbeo	80	374	454	Chiquinquirá	7,425	1,558	8,983
Boyacá	158	1,253	1,411	Coper	153	571	724
Campohermoso	259	496	755	La Victoria	80	160	240
Chivatá	50	537	587	Maripi	115	983	1,098
Ciénaga	296	831	1,127	Muzo	909	615	1,524
Combita	184	1,949	2,133	Otanche	599	299	898
Cubará		504	504	Pauna	369	961	1,330
Cucaita	278	540	818	Quipama	305	580	885
Chiquiza	73	795	868	Saboya	254	2,851	3,105
Gachantiva	126	621	747	San Pablo Borbur	402	1,640	2,042
Jenesano	310	1,731	2,041	Tunungua	43	224	267
Villa de Leyva	1,367	1,257	2,624	Albania	89		89
Miraflores	1,325	1,256	2,581	Almeida	64	608	672
Motavita	82	958	1,040	Chinavita	427	890	1,317
Nuevo Colón	244	1,448	1,692	Chivor	92	413	505
Oicatá	49	547	596	Garagóa	3,049	1,551	4,600
Páez	353	636	989	Guateque	1,964	1,214	3,178
Ramiriquí	893	1,670	2,563	Guayata	431	1,231	1,662
Ráquira	332	596	928	La Capilla	270	729	999
Rondón	171	645	816	Macanal	222	1,184	1,406
Sachica	281	312	593	Pachavita	169	948	1,117
Samacá	790	2,743	3,533	San Luis de Gaceno	718	527	1,245
San Eduardo	193	268	461	Santamaría	557	663	1,220
Santa Sofía	195	803	998	Somondoco	233	1,001	1,234
Siachoque	287	1,267	1,554	Sutatenza	214	1,295	1,509
Sora	108	500	608	Tenza	410	1,305	1,715
Sotaquirá	231	1,705	1,936	Sabanalarga	438	128	566
Soraca	119	1,105	1,224	Monterrey	2,077	242	2,319
Sutamarchan	323	1,063	1,386	Tauramena	1,249	349	1,598
Tibaná	465	2,746	3,211	Villanueva	3,578	260	3,838
Tinjacá	144	512	656	Ubala	24		24
Toca	770	1,300	2,070	Barranca de Upia	373	29	402
Turmeque	557	1,501	2,058	Boavita	603	1,164	1,767
Tuta	408	1,452	1,860	Chiscas	378	1,141	1,519
Umbita	270	2,294	2,564	Chita	403	905	1,308
Ventaquemada	572	2,610	3,182	Guacamayas	188	476	664
Viracacha	148	835	983	Covarachia	117	507	624
Zetaquirá	262	1,107	1,369	El Cocuy	617	801	1,418
Belén	999	1,478	2,477	El Espino	352	554	906
Beteitiva	66	533	599	Guican	372	643	1,015
Cerínza	357	1,142	1,499	La Uvita	370	819	1,189
Duitama	20,388	3,238	23,626	Panqueva	147	388	535
Jericó	154	866	1,020	San Mateo	366	1,105	1,471
Paipa	3,431	3,404	6,835	Soata	1,302	871	2,173
Paya		28	28	Susacon	178	636	814
Paz del Río	684	617	1,301	Tipacoque	230	774	1,004
Pisba		48	48	La Salina	57		57
Santa Rosa de Viterbo	1,511	1,329	2,840	Sacama	151	30	181
Sativanorte	194	736	930	Carcasi		28	28
Sativasur	82	544	626	Maracavita		59	59
Socota	233	1,618	1,851	Arcabuco	333	884	1,217
Socha	896	996	1,892	Chitaraque	234	1,002	1,236
Tasco	394	1,276	1,670	Moniquirá	2,625	3,132	5,757
Tibasosa	925	1,685	2,610	San José de Pare	187	1,126	1,313
Tutasa	43	616	659	Santana	480	1,001	1,481
Aquitania	932	2,460	3,392	Togui	167	898	1,065
Busbanza	60	96	156	Gambita	194	171	365
Corrales	361	263	624	Puerto Boyacá	8,260		8,260
Cultiva	50	467	517	Pajarito	189	147	336
Firavitoba	557	1,074	1,631	Yopal	11,920	1,686	13,606
Floresta	312	850	1,162	Aguazul	3,363	1,044	4,407
Gameza	343	906	1,249	Chameza		158	158
Iza	230	187	417	Hato Corozal	459	83	542
Labranzagrande		244	244	Maní	1,177	23	1,200
Mongua	469	819	1,288	Nunchia	221	92	313
Monguí	763	507	1,270	Orocue		32	32
Nobsa	1,455	1,293	2,748	Paz de Ariporo	2,739	144	2,883
Pesca	729	1,569	2,298	Pore	647	198	845
Sogamoso	19,985	3,702	23,687	Recetor	34	18	52
Topaga	355	475	830	San Luis de Palenque	273	51	324
Tota	176	934	1,110	Tamara	296	97	393
Briceño	119	485	604	Trinidad	790	99	889
buenvista	116	1,065	1,181				
					165,960	130,414	296,374

CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO
CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total
Alban	415	793	1,208
Aldana	224	859	1,083
Ancuya	1,588	44	1,632
Barbacoas	1,191	525	1,716
Belen	387	681	1,068
Berruecos	238	1,039	1,277
Buesaco	836	1,702	2,538
Carlosama	380	1,068	1,448
Cartago	157	820	977
Chachagui	1,171	1,477	2,648
Consaca	2,036	113	2,149
Contadero	277	920	1,197
Cordoba	469	2,472	2,941
Cumbal	1,073	3,556	4,629
El Peñón	896	122	1,018
El Rosario	275	547	822
El Tablón	239	2,079	2,318
El Tambo	2,297	101	2,398
Funes	438	486	924
Genova	195	1,226	1,421
Guachavez	701	96	797
Guachucal	761	2,180	2,941
Guaitarilla	833	1,859	2,692
Gualmatan	412	863	1,275
Iles	398	866	1,264
Imues	402	1,438	1,840
Ipiales	13,235	5,608	18,843
La Cruz	792	2,327	3,119
La Florida	2,064	70	2,134
La Llanada	465	71	536
La Unión	482	4,270	4,752
Leiva	427	588	1,015
Linares	1,705	196	1,901
Mallama	171	1,082	1,253
Nariño	1,567	72	144
Ospina	324	1,062	1,386
Pasto	55,687	12,577	68,264
Policarpa	293	1,179	1,472
Potosi	352	1,883	2,235
Providencia	692	78	770
Puerres	691	1,228	1,919
Pupiales	1,276	2,324	3,600
Ricaurte	282	449	731
Samaniego	3,446	194	3,640
San Bernardo	329	840	1,169
San Lorenzo	216	2,333	2,549
San Pablo	271	2,547	2,818
Sandona	3,718	107	3,825
Sapuyes	424	1,522	1,946
Sotomayor	904	273	1,177
Taminango	384	2,590	2,974
Tangua	471	1,398	1,869
Tumaco	2,183	14,768	16,951
Tuquerres	457	6,602	7,059
Yacuanquer	489	1,319	1,808
Total	112,086	97,489	209,575

EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA
CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total
Acacias		6	6
Agua de Dios	2,872	392	3,264
Alban	359	449	808
Anapoima	2,266	1,143	3,409
Anolaima	1,303	1,177	2,480
Apulo	1,204	633	1,837
Arbelaez	880	24	904
Beltran	152	177	329
Bituima	116	255	371
Cabuyaro	15	17	32
Cachipay	782	461	1,243
Caparrapi	1	116	117
Caqueza	1,211	2,677	3,888
Coello (Tolima)	131	193	324
Chaguani	256	401	657
Chipaque	527	1,572	2,099
Choachi	885	2,150	3,035
El Calvario (Meta)	143	40	183
Facatativa	14,211	646	14,857
Flandes (Tolima)	4,898	3	4,901
Fomeque	900	1,717	2,617
Fosca	303	1,217	1,520
Fusagasuga	19,426	1,349	20,775
Gachala	336	447	783
Gacheta	845	2,242	3,087
Gama	151	1,008	1,159
Girardot	23,151	120	23,271
Granada	607	604	1,211
Guaduas	2,596	1,328	3,924
Guasca	0	14	14
Guataqui	481	66	547
Guatavita	0	71	71
Guayabal de Siquima	255	515	770
Guayabetal	288	469	757
Gutierrez	232	521	753
Jerusalen	259	153	412
Junin	255	2,250	2,505
La Mesa	4,296	1,956	6,252
La Peña	201	187	388
La Vega	880	55	935
Macheta	330	1,862	2,192
Manta	143	1,551	1,694
Medina	789	443	1,232
Nariño	588	100	688
Nilo	244	356	600
Nimaima	505	305	810
Nocaima	445	730	1,175
Pacho	2,788	1,501	4,289
Paratebueno	417	533	950
Pasca	782	1,312	2,094
Piedras	28	0	28
Puerto Salgar	2,173	716	2,889
Puli	129	150	279
Quebradanegra	122	564	686
Quetame	312	1,022	1,334
Quipile	226	363	589
Ricaurte	2,495	351	2,846
San Bernardo	697	2	699
San Francisco	724	96	820
San Juan de Rioseco	1,211	80	1,291
San Juanito	67	10	77
Sasaima	628	529	1,157
Silvania	1,354	119	1,473
Supata	367	9	376
Tena	258	161	419
Tibirita	188	953	1,141
Tobia	0	2	2
Tocaima	3,130	681	3,811
Ubala	298	1,632	1,930
Ubaque	256	1,602	1,858
Ubate	1	0	1
Une	1,230	241	1,471
Utica	693	170	863
Vergara	290	90	380
Viani	273	26	299
Villeta	3,556	1,052	4,608
Yacopi		295	301
Zipacon	291	598	889
Total	115,708	49,028	164,736

CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY

Municipio	Urbano	Rural	Total
Sibundoy	1,971	602	2,573
San Francisco	762	383	1,145
Colón	560	337	897
Santiago	540	689	1,229
Total	3,833	2,011	5,844

EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO

Municipio	Urbano	Rural	Total
Mocoa	4,679	657	5,336
Villa Garzón	1,512	451	1,963
Puerto Guzmán	21	491	512
Total	6,212	1,599	7,811

COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUA

Municipio	Urbano	Rural	Total
Tulúa	32,360	2,733	35,093
San Pedro	1,478	706	2,184
Riofrío	0	13	13
Total	33,838	3,452	37,290

EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA

Municipio	Urbano	Rural	Total
Pereira	82,716	13,505	96,221

CENTRALES ELECTRICAS DE NORTE DE SANTANDER
CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total
Abrego	2,772	489	3,261
Aguachica	11,343	2,002	13,345
Arboledas	1,540	272	1,812
Bochalema	1,201	212	1,413
Bucarasica	380	67	447
Cachira	1,734	306	2,040
Cacota	593	105	698
Chinacota	3,185	562	3,747
Chitaga	1,599	282	1,881
Convencion	2846	502	3,348
Cucuta	102,969	18,171	121,140
Cucutilla	1,358	239	1,597
Durania	906	160	1,066
El Carmen	1,588	280	1,868
El Tarra	1,362	240	1,602
El Zulia	3,593	634	4,227
Gamarra	1,632	288	1,920
Gonzalez	522	92	614
Gramalote	1,654	292	1,946
Hacari	799	141	940
Herran	471	83	554
Labateca	1,327	234	1,561
La Gloria	320	56	376
La Playa	599	106	705
Los Patios	11,500	2,030	13,530
Lourdes	678	119	797
Morales	980	173	1,153
Mutiscua	554	97	651
Ocaña	16,904	2,983	19,887
Pamplona	7,917	1,397	9,314
Pamplonita	813	143	956
Pelaya	1,571	277	1,848
Puerto Santander	2,689	475	3,164
Ragonvalia	869	154	1,023
Rio De Oro	1,417	250	1,667
Salazar	1,543	273	1,816
San Calixto	957	169	1,126
San Cayetano	772	136	908
Santiago	246	44	290
Sardinata	2,316	409	2,725
Silos	875	155	1,030
Teorama	988	174	1,162
Tibu	6,235	1,100	7,335
Toledo	3,094	547	3,641
Villacaro	829	146	975
Villadelrosario	12,513	2,208	14,721
Total	222,553	39,274	261,827

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS
CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total
Aguadas	2,744	2,098	4,842
Anserma	4,704	2,860	7,564
Apia	1,283	1,161	2,444
Aranzazu	1,827	2,771	4,598
Balboa	370	838	1,208
Belalcazar	1,059	1,344	2,403
Belendeumbria	2,725	2,656	5,381
Chinchina	8,659	4,658	13,317
Dosquebradas	32,345	1,418	33,763
Filadelfia	1,091	1,769	2,860
Guatica	917	1,864	2,781
La Celia	658	924	1,582
La Dorada	15,231	1,001	16,232
La Merced	578	718	1,296
La Virginia	5,912	790	6,702
Manizales	78,870	6,903	85,773
Manzanares	2,387	2,785	5,172
Marmato	400	1,013	1,413
Marquetalia	1,363	1,948	3,311
Marsella	1,970	1,913	3,883
Marulanda	299	629	928
Mistrato	899	1,303	2,202
Neira	2,575	2,271	4,846
Pacora	1,747	2,607	4,354
Palestina	953	3,007	3,960
Pensilvania	1,831	3,798	5,629
Pueblo Rico	580	1,261	1,841
Quinchia	1,806	4,688	6,494
Riosucio	4,112	6,546	10,658
Risaralda	941	1,325	2,266
Salamina	3,059	2,261	5,320
Samana	1,349	4,670	6,019
San Jose	310	801	1,111
Santa Rosa De Cabal	10,281	374	10,655
Santuario	1,492	1,473	2,965
Supia	3,263	3,046	6,309
Victoria	1,052	1,410	2,462
Villamaria	7,057	1,054	8,111
Viterbo	2,592	1,191	3,783
Total	211,291	85,147	296,438

ELECTRIFICADORA DEL CARIBE
CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total
Albania	795		795
Algarrobo	1,223	481	1,704
Aracataca		6,009	6,009
Astrea	1,124	1,250	2,374
Baranoa	8,317		8,317
Barrancas	2,876		2,876
Barranquilla	191,775		191,775
Becerril	1,848	183	2,031
Bosconia	4,374	220	4,594
Campo de La Cruz	3,223		3,223
Candelaria		1,738	1,738
Cerro San Antonio		1,202	1,202
Chimichagua	1,836	2,449	4,285
Chiriguana	2,148	1,254	3,402
Chivolo		1,506	1,506
Cienaga	20,536		20,536
Codazzi	6,979	1,322	8,301
Concordia		1,462	1,462
Curumani	3,334	1,438	4,772
Dibulla	2,283		2,283
Distraccion		857	857
El Banco		7,934	7,934
El Copey	3,356	697	4,053
El Difícil	2,862	1,012	3,874
El Molino		935	935
El Paso	705	1,923	2,628
El Piñon		1,907	1,907
El Reten		40	40
Fonseca	4,741		4,741
Fundacion		9,021	9,021
Galapa		3,770	3,770
Guamal		3,173	3,173
Hatonuevo		1,921	1,921
Juan de Acosta		2,415	2,415
La Gloria	986	322	1,308
La Jagua (Cesar)	2,223	512	2,735
La Jagua (Guajira)		167	167
La Paz	2,330	684	3,014
Luruaco	4,111		4,111
Maicao	15,653		15,653
Malambo		13,633	13,633
Manati		2,033	2,033
Manaure (Cesar)	1,031	0	1,031
Manaure (Guajira)	1,242		1,242
Pailitas	2,149	869	3,018
Palmar de Varela		4,254	4,254
Pedraza		1,474	1,474
Piojo		746	746
Pivijay		5,261	5,261
Plato		7,040	7,040
Polonuevo		2,296	2,296
Ponedera		2,746	2,746
Pueblo Bello	1,143		1,143
Pueblo Viejo		2,333	2,333
Puerto Colombia	4,688		4,688
Remolino		1,323	1,323
Repelon		3,624	3,624
Riohacha			18,949
Sabana Larga	11,575		11,575
Sabanas de San Angel		409	409
Sabanagrande		3,176	3,176
Salamina		2,267	2,267
San Diego	1,484	967	2,451
San Juan	5,320		5,320
Santa Lucia		1,307	1,307
Santa Marta	61,030		61,030
Santo Tomas	3,783		3,783
Sitionuevo		2,195	2,195
Soledad	61,726		61,726
Suan		1,289	1,289
Tamalameque	834	868	1,702
Tenerife		974	974
Tubara		1,403	1,403
Uribia		938	938
Urumita		1,436	1,436
Usiacuri		1,222	1,222
Valledupar	44,446	5,676	50,122
Villanueva	3,605		3,605
Total	512,643	129,563	642,206

ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA
CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total
Albania	478	227	705
Belen	1,170	133	1,303
Curillo	1,503	102	1,605
Doncello	2,628	613	3,241
Florencia	23,504	1,088	24,592
Milan	247	127	374
Montañita	856	201	1,057
Morelia	353	196	549
Paujil	1,314	309	1,623
Puerto Rico	2,834	390	3,224
San Jose	968	93	1,061
San Vicente	2,264	3	2,267
Valparaiso	756	181	937
Total	38,875	3,663	42,538

EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI
CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total
Puerto Tejada	3,707	0	3,707
Cali	399,357		399,357
Yumbo	13,795	0	13,795
Total	416,859	0	416,859

EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO
CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total
Armenia	62,915	1,392	64,307
Buenavista	323	295	618
Calarca	14,339	2,087	16,426
Circasia	4,151	1,536	5,687
Cordoba	710	384	1,094
Filandia	1,429	1,181	2,610
Genova	1,210	789	1,999
La Tebaida	5,242	446	5,688
Montenegro	5,975	1,250	7,225
Pijao	854	499	1,353
Quimbaya	5,353	1,561	6,914
Salento	775	672	1,447
Total	103,276	12,092	115,368

ELECTRIFICADORA DE LA COSTA
CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total	Municipio	Urbano	Rural	Total
Altos Del Rosario		853	853	Palmito		978	978
Archi		603	603	Pijiño Del Carmen		673	673
Arenal		2	2	Pinillos		1,987	1,987
Arjona		9,025	9,025	Planeta Rica	7,601	3,192	10,793
Arroyohondo		952	952	Pueblo Nuevo	1,461	1,546	3,007
Ayapel	4,447	551	4,998	Puerto Escondido	15	1,987	2,002
Barranco de Loba		1,416	1,416	Puerto Libertador	3,432	0	3,432
Betulia San Juan de.		2,001	2,001	Purísima	1,772	0	1,772
Buenavista	1,828	130	1,958	Río Viejo		1	1
Buenavista (sucre)		2,202	2,202	Sahagun	9,498	4,014	13,512
Caimito		1,419	1,419	Sampues		4,414	4,414
Calamar		3,144	3,144	San Andres	1,971	3,437	5,408
Canaletes	15	1,363	1,378	San Antero	3,278	0	3,278
Cartagena	125,350		125,350	San Benito Abad		2,870	2,870
Cerete	10,702	3,518	14,220	San Bernardo	3,199	0	3,199
Chalan		484	484	San Carlos	791	1,524	2,315
Chima	1,866	0	1,866	San Cristobal		1,127	1,127
Chinu	4,012	2,910	6,922	San Estanislao		2,652	2,652
Cicuco		1,153	1,153	San Fernando		985	985
Ciénaga De Oro	4,208	2,778	6,986	San Jacinto		4,147	4,147
Clemencia		1,377	1,377	San Jacinto Del Cauca		516	516
Coloso		1,023	1,023	San Juan Nepomuceno		5,529	5,529
Cordoba		2,056	2,056	San Marcos		6,493	6,493
Corozal	6,509		6,509	San Martín De Loba		1,655	1,655
Cotorra	537	794	1,331	San Onofre		6,514	6,514
El Carmen de Bolívar		9,728	9,728	San Pedro		2,796	2,796
El Guamo		1,396	1,396	San Pelayo	1,776	2,496	4,272
El Peñon		748	748	San Sebastián De Buenavista		1,919	1,919
El Roble		1,280	1,280	San Zenon		933	933
Galeras		2,591	2,591	Santa Ana		2,100	2,100
Guaranda		1,005	1,005	Santa Bárbara De Pinto		721	721
Hatillo De Loba		1,034	1,034	Santa Catalina		1,909	1,909
La Apartada	1,560	0	1,560	Santa Rosa		2,180	2,180
La Unión		1,265	1,265	Santa Rosa Del Sur		1,695	1,695
Lorica	10,170	2,814	12,984	Simiti		1,836	1,836
Los Cordobas	18	1,264	1,282	Since		4,928	4,928
Los Palmitos		2,461	2,461	Sincelejo	30,853		30,853
Magangué	16,761		16,761	Soplaviento		1,507	1,507
Mahates		3,827	3,827	Sucre		2,535	2,535
Majagual		2,322	2,322	Talaigua Nuevo		1,102	1,102
Margarita		1,250	1,250	Tierralta	8,144	0	8,144
María La Baja		6,909	6,909	Tiquisio		945	945
Momil	2,653	0	2,653	Tolu		6,509	6,509
Mompos	5,994		5,994	Tolúviejo		3,057	3,057
Montelibano	7,968	530	8,498	Turbaco	9,836		9,836
Montería	42,782	8,602	51,384	Turbana		2,098	2,098
Moñitos	6	2,770	2,776	Valencia	3,140	0	3,140
Morroa		998	998	Villanueva		2,212	2,212
Ovejas		3,173	3,173	Zambrano		1,975	1,975
Total					334,153	197,415	531,568

ELECTRIFICADORA DEL HUILA
CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total
Acevedo	956	2,841	3,797
Agrado	1,004	606	1,610
Aipe	1,799	1,614	3,413
Algeciras	2,248	2,359	4,607
Altamira	477	152	629
Baraya	934	909	1,843
Campoalegre	4,985	1,593	6,578
Colombia	518	1,172	1,690
Elias	233	481	714
Garzon	6,852	4,861	11,713
Gigante	2,132	2,763	4,895
Guadalupe	980	1,738	2,718
Hobo	1,146	405	1,551
Iquira	1,039	1,202	2,241
Isnos	778	2,962	3,740
La Argentina	712	1,000	1,712
La Plata	4,845	3,890	8,735
Nataga	344	541	885
Neiva	62,947	3,611	66,558
Oporapa	323	1,175	1,498
Paicol	495	584	1,079
Palermo	3,494	2,197	5,691
Palestina	307	1,075	1,382
Pital	884	1,688	2,572
Pitalito	11,830	6,292	18,122
Rivera	1,903	1,749	3,652
Saladoblanco	292	1,274	1,566
San Agustin	1,737	2,893	4,630
Santamaria	591	1,229	1,820
Suaza	588	1,009	1,597
Tarqui	1,095	1,584	2,679
Tello	958	1,580	2,538
Teruel	934	725	1,659
Tesalia	1,354	625	1,979
Timana	1,634	2,170	3,804
Villavieja	619	903	1,522
Yaguara	1,355	357	1,712
Total	125,322	63,809	189,131

ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA
TOTAL DE USUARIOS (TODOS LOS SECTORES)

SECTOR	USUARIOS		
	AREA URBANA	AREA RURAL	TOTAL
ZONA CENTRO			
Ibague	104,209	6,314	110,523
Alvarado	897	277	1,174
Cajamarca	2,441	1,615	4,056
Piedras	894	354	1,248
Roncesvalles	417	128	545
Rovira	2,379	2,385	4,764
San Antonio	1,514	1,378	2,892
San Luis	1,535	1,101	2,636
Valle de San Juan	537	255	792
SUBTOTAL	114,823	13,807	128,630
ZONA SUR			
Alpujarra	602	742	1,344
Ataco	1,114	975	2,089
Carmen de Apicala	2,313	599	2,912
Chaparral	6,155	2,354	8,509
Coello	733	715	1,448
Coyaima	1,198	2,912	4,110
Cunday	1,130	1,901	3,031
Dolores	1,155	1,202	2,357
Espinal	12,575	4,059	16,634
Flandes	2,304	31	2,335
Guamo	4,054	3,363	7,417
Icononzo	879	1,629	2,508
Melgar	8,000	1,878	9,878
Natagaima	2,292	1,813	4,105
Ortega	1,630	2,344	3,974
Planadas	1,903	1,443	3,346
Prado	1,064	1,196	2,260
Purificacion	3,284	1,987	5,271
Rioblanco	1,047	905	1,952
Saldana	1,912	162	2,074
Suarez	402	453	855
Villarica	840	773	1,613
SUBTOTAL	56,586	33,436	90,022
ZONA NORTE			
Ambalema	1,630	205	1,835
Anzoategui	596	1,511	2,107
Armero-Guayabal	2,590	901	3,491
Casabianca	577	817	1,394
Falan	772	1,603	2,375
Fresno	3,627	2,126	5,753
Herveo	1,209	2,185	3,394
Honda	7,745	160	7,905
Lerida	4,743	448	5,191
Libano	7,458	3,458	10,916
Mariquita	6,705	1,009	7,714
Murillo	460	251	711
Palocabildo	635	478	1,113
Santa Isabel	611	974	1,585
Venadillo	2,633	910	3,543
Villahermosa	976	881	1,857
SUBTOTAL	42,967	17,917	60,884
OTROS (FUERA DE TOLIMA)	1,208	279	1,487
TOTAL EMPRESA	215,584	65,439	281,023

CODENSA
CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total	Municipio	Urbano	Rural	Total
Alban	757		757	Nimaima	375		375
Anapoima	907		907	Nocaima	209		209
Anolaima	898		898	Pacho	2,572		2,572
Apulo	253		253	Paime	1,095		1,095
Arbelaez	1,893		1,893	Pandi	1,138		1,138
Beltran	45		45	Pasca	11		11
Bituima	597		597	Puli	426		426
Bogotá D.c.	1,409,047		1,409,047	Quebradanegra	455		455
Bojaca	969		969	Quipile	1,754		1,754
Cabrera	1,357		1,357	Raquira	535		535
Cachipay	726		726	S.antonio de Tequendama	3,722		3,722
Cajica	7,019		7,019	San Bernardo	1,293		1,293
Caparrapi	2,705		2,705	San Cayetano	1,203		1,203
Carmen de Carupa	2,737		2,737	San Francisco	1,319		1,319
Chaguani	374		374	San Juan de Rioseco	1,155		1,155
Chia	18,329		18,329	San Miguel de Sema	988		988
Chiquinquirá	530		530	Sasaima	1,750		1,750
Choconta	3,880		3,880	Sesquile	1,720		1,720
Cogua	4,054		4,054	Sibate	5,222		5,222
Cota	3,055		3,055	Silvania	3,607		3,607
Cucunuba	1,517		1,517	Simijaca	2,708		2,708
El Peñon	1,238		1,238	Soacha	1,933		1,933
El Rosal	2,100		2,100	Sopo	2,572		2,572
Elcolegio	7,085		7,085	Subachoque	3,029		3,029
Facatativa	1,558		1,558	Suesca	2,991		2,991
Funza	8,784		8,784	Supata	957		957
Fuquene	1,359		1,359	Susa	1,595		1,595
Fusagasuga	3,330		3,330	Sutatausa	1,026		1,026
Gachala	1		1	Tabio	3,443		3,443
Gachancipa	1,585		1,585	Tausa	1,815		1,815
Gacheta	2,487		2,487	Tena	416		416
Guacheta	126		126	Tenjo	3,032		3,032
Guaduas	1,222		1,222	Tibacuy	1,123		1,123
Guasca	2,695		2,695	Tocancipa	4,279		4,279
Guatavita	1,576		1,576	Topaipi	1,049		1,049
Guayabal de Siquima	48		48	Ubala	28		28
Guayabetal	354		354	Ubate	6,231		6,231
Icononzo	2		2	Utica	692		692
Jerusalen	172		172	Venecia	1,065		1,065
La Calera	6,722		6,722	Vergara	794		794
La Mesa	2,897		2,897	Viani	666		666
La Palma	3,352		3,352	Villagomez	391		391
La Peña	807		807	Villapinzon	3,488		3,488
La Vega	2,385		2,385	Villeta	1,205		1,205
Lenguazaque	2,050		2,050	Viota	4,010		4,010
Madrid	6,551		6,551	Yacopi	2,273		2,273
Mosquera	9,323		9,323	Zipacon	78		78
Nemocon	2,028		2,028	Zipaquirá	19,676		19,676
Nilo	208		208	Total	1,636,808	0	1,636,808

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN
CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total
Angostura	654	2,614	3,268
Barbosa	4,611	6,779	11,390
Bello	78,112	757	78,869
Caldas	12,440	2,568	15,008
Carolina	912	313	1,225
Copacabana	11,977	3,384	15,361
Don Matias	2,283	1,982	4,265
El Peñón	2,952	2,494	5,446
Envigado	39,036	1,841	40,877
Girardota	5,214	4,549	9,763
Gómez Plata	1,429	1,486	2,915
Guadalupe	457	1,175	1,632
Guatapé	1,168	3,019	4,187
Itagüí	51,508	3,776	55,284
La Estrella	6,657	5,890	12,547
Medellín	507,773	27,260	535,033
Sabaneta	8,050	2,145	10,195
Santa Rosa	2,971	3,429	6,400
San Rafael	2,183	2,325	4,508
Total	740,387	77,786	818,173

ELECTRIFICADORA DEL META
CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total
Acacias	8,081	1,399	9,480
Cabuyaro	317	131	448
Castillanueva	554	482	1,036
Cubarral	510	279	789
Cumaral	1,950	895	2,845
El Castillo	565	217	782
Eldorado	349	138	487
Fuentedeoro	1,113	680	1,793
Granada	7,576	587	8,163
Guamal	1,086	652	1,738
Lejanias	757	875	1,632
Mesetas	901	240	1,141
Puerto Lleras	768	30	798
Puertolopez	3,257	1,043	4,300
Restrepo	1,384	643	2,027
San Carlosde Guaroa	533	502	1,035
San Juan de Arama	723	66	789
San Martin	3,728	253	3,981
Villavicencio	71,810	3,923	75,733
Vistahermosa	971	567	1,538
Total	106,933	13,602	120,535

EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO
CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total
Alcala	1,584	1,086	2,670
Andalucia	1,975	1,949	3,924
Ansermanuevo	2,325	1,611	3,936
Argelia	628	862	1,490
Bolivar	917	2,565	3,482
Buenaventura	44,764	1,775	46,539
Buga	20,922	3,774	24,696
Bugalagrande	2,684	2,310	4,994
Caicedonia	4,861	1,404	6,265
Cali	0	1,104	1,104
Candelaria	3,406	9,103	12,509
Cartago	0	475	475
Dagua	271	9,773	10,044
Darien	2,110	1,465	3,575
El Aguila	650	1,794	2,444
El Cairo	942	1,182	2,124
El Cerrito	7,511	2,290	9,801
El Dovio	1,183	1,076	2,259
Florida	6,192	3,833	10,025
Ginebra	2,425	1,305	3,730
Guacari	3,810	1,966	5,776
Jamundi	12,131	5,289	17,420
La Cumbre	1,445	2,950	4,395
La Palmirana	0	89	89
La Union	4,895	1,502	6,397
La Victoria	2,423	1,007	3,430
Obando	1,613	1,090	2,703
Palmira	46,516	10,673	57,189
Pradera	6,589	1,630	8,219
Restrepo	1,371	2,050	3,421
Riofrio	989	2,460	3,449
Roldanillo	4,277	3,350	7,627
San Pedro	0	658	658
San Jose del Palmar	0	492	492
Sevilla	7,070	2,580	9,650
Toro	2,030	1,221	3,251
Trujillo	1,796	1,742	3,538
Tulua	0	2,022	2,022
Ulloa	516	554	1,070
Versalles	1,050	1,367	2,417
Vijes	1,696	641	2,337
Yotoco	1,797	1,751	3,548
Yumbo	0	132	132
Zarzal	6,708	1,046	7,754
Total	214,072	98,998	313,070

CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA
CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total
Almaguer	438	1,560	1,998
Argelia	825	1001	1,826
Balboa	901	1497	2,398
Bolivar	1728	4126	5,854
Buenosaires	278	1208	1,486
Cajibío	401	3679	4,080
Caldono	736	2322	3,058
Caloto	1295	3245	4,540
Corinto	2456	1670	4,126
El Tambo	689	5960	6,649
Florencia	238	467	705
Inza	308	2762	3,070
Jambalo	205	870	1,075
La Sierra	325	2279	2,604
La Vega	340	3247	3,587
Mercaderes	1126	1476	2,602
Miranda	2874	1605	4,479
Morales	375	2400	2,775
Padilla	799	992	1,791
Paez	696	1436	2,132
Patia (Elbordo)	2524	2249	4,773
Piendamó	2884	3490	6,374
Popayan	44671	5693	50,364
Puerto Tejada	2259	934	3,193
Purace	171	1237	1,408
Rosas	304	1570	1,874
San Sebastian	340	1479	1,819
Santander de Quilichao	9073	5929	15,002
Santarosa	184	210	394
Sucre	246	647	893
Silvia	1426	3470	4,896
Sotara	137	751	888
Suarez	921	1382	2,303
Timba (Inspección M/pio Jamondi)	818	1046	1,864
Timbio	1925	3531	5,456
Toribio	573	1888	2,461
Totoro	325	1605	1,930
Villarica (inspecc. M/pio)			
Santander de Quilichao)	1735	797	2,532
Total	87,549	81,710	169,259

ELECTRIFICADORA DEL META
CLIENTES SECTOR RESIDENCIAL - 2001

Municipio	Urbano	Rural	Total
Acacias	8,081	1,399	9,480
Cabuyaro	317	131	448
Castillalanueva	554	482	1,036
Cubarral	510	279	789
Cumaral	1,950	895	2,845
El Castillo	565	217	782
Eldorado	349	138	487
Fuentedeoro	1,113	680	1,793
Granada	7,576	587	8,163
Guamal	1,086	652	1,738
Lejanias	757	875	1,632
Mesetas	901	240	1,141
Puerto Lleras	768	30	798
Puertolopez	3,257	1,043	4,300
Restrepo	1,384	643	2,027
San Carlosde Guaroa	533	502	1,035
San Juan de Arama	723	66	789
San Martin	3,728	253	3,981
Villavicencio	71,810	3,923	75,733
Vistahermosa	971	567	1,538
Total	106,933	13,602	120,535



Este libro se edita por la UPME,
se terminó de imprimir y encuadernar
en el mes de marzo de 2003,
en los talleres de Digitos & Diseños,
en Bogotá, D. C., Colombia