

# ¿HA SIDO EFECTIVA LA PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI) EN COLOMBIA?: UN ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA INSTITUCIONAL \*

*Jorge Hernán Flórez Acosta* \*\*

*David Tobón Orozco* \*\*\*

*Gustavo Adolfo Castillo Quintero* \*\*\*\*

---

\* Artículo de investigación, subproducto del proyecto de investigación *Optimización de herramientas multiobjetivo para la toma de decisiones de inversión en sistemas aislados sostenibles de energía (HMO)*, iniciado en abril de 2007 y finalizado en diciembre de 2008. El proyecto fue ejecutado por la Universidad de Antioquia, por los grupos de investigación de Microeconomía Aplicada y Energía Alternativa, y financiado por ISA y Colciencias. El artículo se recibió el 08-09-2008 y se aprobó el 16-06-2009.

\*\* Maestría en Economía en curso (segundo semestre), Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia, Economista, Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia, 2006. Profesor de la Facultad de Ciencias Económicas, Universidad de Antioquia. Miembro del Grupo de Microeconomía Aplicada. Correo electrónico: jorgeflores@economicas.udea.edu.co.

\*\*\* Magíster en Economía, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 1999; Economista, Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia, 1996. Profesor de la Facultad de Ciencias Económicas, Universidad de Antioquia. Director del Grupo de Microeconomía Aplicada. Correo electrónico: davidtobon@economicas.udea.edu.co.

\*\*\*\* Economista, Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia, 2001. Asistente de investigación del Grupo de Microeconomía Aplicada. Correo electrónico: gacastilloq@yahoo.es.

¿Ha sido efectiva la promoción de soluciones energéticas en las zonas no interconectadas (ZNI) en Colombia?: un análisis de la estructura institucional

**RESUMEN**

El objetivo de este artículo es evidenciar el estado actual de las zonas no interconectadas (ZNI) de Colombia, en términos de la oferta energética, la regulación y la institucionalidad, para determinar los incentivos que buscan implementar soluciones eficientes en estas zonas. Para ello se analiza, por un lado, la estructura de la oferta de las ZNI, así como la regulación sobre costos y tarifas aplicables, y, por el otro, los incentivos que otorga la ley para los potenciales prestadores. Entre estos incentivos se identifica y simula la factibilidad de crear proyectos *sombrilla* bajo el mecanismo de desarrollo limpio (MDL). Se concluye que la institucionalidad y los incentivos imperantes no han sido efectivos en estas zonas, y tampoco hay estrategias claras y fuertes para aprovechar su potencial de generar electricidad con fuentes alternativas y beneficiarse del MDL.

**Palabras clave:**

zonas no interconectadas, regulación, incentivos, mecanismo de desarrollo limpio.

Has the Promotion of Energy Solutions in Non-Interconnected Zones in Colombia been Effective?: An Analysis of Institutional Structure

**ABSTRACT**

The purpose of this article is to evidence the current state of non-interconnected zones (ZNI) in Colombia, in terms of the offer of energy, regulation and institutional structure, in order to determine the incentives that seek to implement efficient solutions for these zones. For this purpose, there is on the one hand an analysis of the structure of offer in the non-interconnected zones, and regulation of costs and tariffs applicable; and on the other, incentives given in the law for potential suppliers. Among these incentives, we identify and simulate the feasibility of creating umbrella projects, in the context of clean development mechanisms. The conclusion is that the institutional structure and incentives now in place have not been effective in these areas, and there are no clear or strong strategies to take advantage of their potential to generate electricity with alternative sources and make use of clean development mechanisms.

**Keywords:**

Non-interconnected zones, regulation, incentives, clean development mechanism.

Tem sido efetiva a promoção de soluções energéticas nas zonas não interconectadas (ZNI) na Colômbia?: uma análise da estrutura institucional

**RESUMO**

O objetivo deste artigo é evidenciar o estado atual das zonas não interconectadas (ZNI) da Colômbia, em termos da oferta energética, a regulação e a institucionalidade, para determinar os incentivos que procuram implementar soluções eficientes nestas zonas. Para isto, analisa-se, por um lado, a estrutura da oferta das ZNI, assim como a regulação sobre custos e tarifas aplicáveis, e pelo outro lado, os incentivos que outorga a lei não são efetivos nessas zonas. Entre estes incentivos identifica-se e simula-se a viabilidade de criar projetos *sombrilla* sob o mesmo mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL). Conclui-se que a institucionalidade e os incentivos imperantes não têm sido efetivos nestas zonas, e também não existem estratégias claras e fortes para aproveitar seu potencial em gerar eletricidade com fontes alternativas e beneficiar-se do MDL.

**Palavras chave:**

zonas não interconectadas, regulação, incentivos, mecanismo de desenvolvimento limpo.

## Introducción

A principios del decenio de 1990 se reestructuró el sector eléctrico en Colombia, con la división de los procesos de la cadena productiva a fin de buscar la competencia en los segmentos donde fuera posible. Así, la generación, la comercialización y la distribución de electricidad comenzaron como actividades desintegradas verticalmente con incentivos para la entrada de agentes del sector privado, mientras que la transmisión y la distribución por sus limitantes técnicas y de inversión continuaron como monopolios con predominio de participación pública.

Todo este nuevo marco se agrupó en la Ley 143 de 1994 o Ley Eléctrica, donde se definió la prestación del servicio mediante el sistema interconectado nacional (SIN), que abarca aproximadamente el 66% del territorio nacional, donde habita el 95% de la población colombiana. Para el 34% del territorio restante se diseñaron estrategias financieras y un marco institucional con el fin de implementar mecanismos que permitieran la provisión del servicio en aquellos territorios no conectados al SIN, los cuales se conocen como zonas no interconectadas (ZNI).

En este documento se analizan algunos aspectos de la organización industrial de la industria eléctrica en las ZNI, así como el entorno institucional y los diferentes agentes que intervienen en la provisión de la oferta de energía eléctrica en dichas zonas. El documento se desarrolla de la siguiente manera: en primer lugar, se describen las zonas que en Colombia se conocen como ZNI; en segundo lugar, se analiza el esquema bajo el

cual se promueve el desarrollo de proyectos energéticos en las ZNI y los organismos que las promueven, regulan y financian; en tercer lugar, se examina la regulación de la oferta y de los costos y tarifas de las ZNI; en cuarto lugar, se precisan los incentivos tanto directos como indirectos que ofrece la normatividad para impulsar los proyectos energéticos en las ZNI, al tiempo que se hace hincapié en las posibilidades de explotar el potencial mecanismo de desarrollo limpio de estas zonas, mediante proyectos basados en fuentes alternativas de energía, como un incentivo adicional para los inversionistas; finalmente, se presentan las conclusiones.

## 1. Definición y descripción de las ZNI en Colombia

Las ZNI se definieron como aquellas áreas geográficas “donde no se presta el servicio público de electricidad a través del Sistema Interconectado Nacional” (artículo 11, Ley 143 de 1994). Estas se caracterizan por su baja densidad poblacional, por estar ubicadas a una larga distancia de los centros urbanos, por la dificultad de acceso y por su gran riqueza de recursos naturales. Por esto, resulta tan costoso integrarlas al SIN y se hace necesario que la prestación del servicio se genere directamente en cada zona y, gracias a la abundancia de recursos, se busca que las soluciones energéticas se basen en fuentes alternativas a las tradicionales (plantas diésel).

En comparación con el SIN, para el cual existe un mercado mayorista con separación vertical de las actividades de generación, distribución, comercialización y transmisión, donde se fija el precio marginal mediante una

bolsa de energía, para las ZNI no existe un mecanismo de mercado para determinar el precio de la electricidad, ni está definida con claridad la separación entre la generación, la distribución y la comercialización, debido precisamente a que primero se debe enfrentar el problema de cómo proveer el servicio en estas zonas. En cuanto a costos y tarifas, existen reglamentaciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que fijan la fórmula tarifaria y la estructura general de costos.

La principal dificultad que enfrentan las ZNI es que el servicio de energía eléctrica no es permanente o incluso es nulo —en las zonas en que se presta el servicio de energía sólo se ofrece por unas horas al día—. En este sentido, la preocupación del Gobierno ha sido cómo generar soluciones energéticas para estas zonas, que permitan la mejor provisión posible del servicio en términos de insumos, duración y tarifas, pero que además sean viables financieramente y sostenibles en el largo plazo<sup>1</sup>.

Así, el Consejo Nacional de Política Económica y Social (Conpes) ha promulgado varios textos con planes de gestión para la energización de las ZNI e incluso en el Plan Colombia se tienen diseñadas políticas para tal fin, en especial, para la energización de la costa pacífica, la Orinoquía y la Amazonía, en concordancia con la Ley 855 de 2003 (que define estas zonas). La financiación de proyectos de energización para las ZNI provienen principalmente de dos fuentes: el Fondo

de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas (FAZNI) y el Fondo Nacional de Regalías (FNR).

Adicionalmente, existen subsidios por menores tarifas para las ZNI con un promedio anual de 20 mil millones de pesos, discriminados para la demanda en el cobro de la tarifa y para la oferta mediante la asignación de combustibles para la operación de plantas generadoras en las ZNI. La distribución de las ZNI se presenta en el Cuadro 1.

Al inicio de las reformas del sector, el 52% del territorio nacional se consideraba ZNI, y en 2007 el 66% del territorio era ZNI, lo cual implica un crecimiento del 27% (Instituto de Planificación de Soluciones Energética [IPSE], 2007). Así mismo, se observa que las ZNI abarcaban en 1996 15 departamentos y en 2007 16, al agregarse Bolívar; sin embargo, el número de municipios disminuyó al pasar de 105 a 91, es decir, decreció un 13%, y las localidades un 1%, al pasar de 1.199 a 1.186 en el mismo período. En contraste, el número de usuarios atendidos creció un 2% al pasar de 112 mil a 114 mil (IPSE, 2007).

El departamento con mayor número de municipios con ZNI es Chocó, con el 28,6%; seguido de Nariño, con el 14,3%, y Cauquetá, con el 12,1%. En contraste, el mayor número de localidades con ZNI se invierte: Nariño ocupa el primer lugar, con el 38,8%; seguido de Chocó, con el 20,1%. Finalmente, el volumen de usuarios se distribuye en correlación con las localidades: así, Nariño presenta el mayor nivel, con 38,1%; seguido de Chocó, con el 11,4%, y Cauca, con un 11,4% (Cuadro 2).

<sup>1</sup> Esto es algo en lo que se insiste en la mayoría de las normas relacionadas.

Cuadro 1

**Colombia: distribución geográfica de las ZNI, 1996 y 2007**

Departamento	Municipios		Variación porcentual	Localidades		Variación porcentual	Número de usuarios		Variación porcentual
	1996	2007		1996	2007		1996	2007	
Amazonas	2	2	0	39	41	5	7.039	2.163	-69
Antioquia	2	2	0	29	33	14	1.992	2.544	228
Arauca	2	0	-100	2	0	-100	40	0	-100
Bolívar	n. d.	1	100	0	1	100	0	85	100
Caquetá	14	11	-21	58	47	-19	7.125	6.910	-3
Casanare	8	3	-63	10	5	-50	895	1.184	32
Cauca	5	5	0	102	105	3	11.911	12.962	9
Chocó	27	26	-4	250	238	-5	20.693	20.883	1
Guainía	1	1	0	48	52	8	3.775	4.675	24
Guaviare	4	3	-25	36	36	0	3.593	2.046	-43
Meta	14	9	-36	51	37	-27	5.347	5.118	-4
Nariño	10	13	30	427	460	8	34.613	43.519	26
Putumayo	7	7	0	49	37	-24	4.848	4.205	-13
Valle del Cauca	1	1	0	34	33	-3	2.772	2.624	-5
Vaupés	5	3	-40	37	39	5	2.772	2.691	-3
Vichada	3	4	33	27	22	-19	4.637	2.623	-43
<b>Total</b>	<b>105</b>	<b>91</b>	<b>-13</b>	<b>1.199</b>	<b>1.186</b>	<b>-1</b>	<b>112.052</b>	<b>114.232</b>	<b>2</b>

Fuente: Subdirección de Planificación Energética, IPSE, Minminas (2007).

Cuadro 2

**Colombia: distribución geográfica de las ZNI según departamento, 2007**

Departamento	% de municipios	% de localidades	% de usuarios
Amazonas	2,2	3,4	1,9
Antioquia	2,2	2,8	2,2
Bolívar	1,1	0,1	0,1
Caquetá	12,1	3,9	6,0
Casanare	3,3	0,4	1,0
Cauca	5,5	8,8	11,4

Continúa

Departamento	% de municipios	% de localidades	% de usuarios
Chocó	28,6	20,1	18,3
Guainía	1,1	4,4	4,1
Guaviare	3,3	3,0	1,8
Meta	9,9	3,2	4,5
Nariño	14,3	38,8	38,1
Putumayo	7,7	3,2	3,7
Valle del Cauca	1,1	2,8	2,3
Vaupés	3,3	3,3	2,4
Vichada	4,4	1,8	2,3
Total	100,0	100,0	100,0

Fuente: Subdirección de planificación energética, IPSE, Minminas (2007).

## 2. Promoción de soluciones energéticas y financiación de proyectos en las ZNI: el IPSE, el FAZNI y el FNR

En 1999 se creó el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas, a partir de una reestructuración que hizo el Gobierno al Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), con el objeto de identificar, planificar y promover “soluciones energéticas integrales, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, para las zonas no interconectadas del país” (artículo 2, Decreto 1140 de 1999). Con este decreto se le prohibió al Instituto la capacidad de ejecutar obras directamente, de invertir en obras de infraestructura eléctrica y se le obligó a vender todas las estructuras energéticas de generación, transmisión y distribución de su propiedad (Decreto 1140 de 1999 y Decreto 257 de 2004).

En 2004 se hizo una nueva reestructuración de este instituto mediante el Decreto 257, en el que se agregaron nuevos detalles a su razón social, objeto y funciones. En primer lugar, cambió el nombre, pues pasó a llamarse Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE); en segundo lugar, se le asignó:

... identificar, promover, fomentar, desarrollar e implementar soluciones energéticas mediante esquemas empresariales eficientes, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, procurando la satisfacción de las necesidades energéticas de las Zonas no Interconectadas, ZNI, apoyando técnicamente a las entidades definidas por el Ministerio de Minas y Energía. (Artículo 4, Decreto 257 de 2004)

Por último, se cambió la estructura interna del Instituto y la composición de su consejo

directivo (artículo 8, Decreto 1140 de 1999; artículo 9, Decreto 257 de 2004).

El origen de este instituto data de 1946, cuando se creó el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (Electroaguas), con la misión de promover el desarrollo eléctrico en el país, mediante la creación de instituciones departamentales de energía y empresas electrificadoras. En 1968, Electroaguas se convirtió en el ICEL, como un establecimiento público con objetivos similares a su antecesor, hasta que en 1992 se transformó en una empresa industrial y comercial del Estado con el objeto de buscar la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica en las ZNI, “ubicadas fuera del área de cubrimiento real de las empresas electrificadoras”, y se eliminó su papel como intermediario comercial (decretos 700 y 1516 de 1992).

Este instituto gestionó proyectos de creación de pequeñas centrales hidroeléctricas, líneas de transmisión, planes de electrificación, etc., hasta 1999, cuando se dio paso al Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE), el cual se convirtió en 2004 en el organismo enfocado en generar soluciones energéticas, específicamente en las ZNI.

El FAZNI se creó mediante la Ley 633 de 2000 (artículos 81-83) y fue reglamentado por el Decreto 2884 de 2001. La misión del FAZNI es:

... financiar los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las zonas no interconectadas (ZNI), propuestos y presentados por los entes territo-

riales, por las Empresas Prestadoras del Servicio de Energía Eléctrica y por el Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE). (IPSE, 2007)

Este fondo está adscrito al Ministerio de Minas y Energía y sus recursos provienen principalmente, según el artículo 81 de la Ley 633 de 2000, de las transacciones realizadas en el mercado mayorista de energía: “por cada kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, el administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC) recaudará un peso (\$1,00) m/cte., con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las zonas no interconectadas”.

Esta ley también estipula el aporte de recursos del Presupuesto General de la Nación y de otras fuentes (artículo 82). Según el mismo artículo, los generadores son quienes deben asumir este aporte, el cual tenía vigencia hasta 2007. En noviembre de 2006 se promulgó la Ley 1099 con el fin de prorrogar la vigencia del FAZNI. Esta ley ratificó el mismo sistema para alimentar el fondo y amplió el período de aportes hasta el 2014. Adicionalmente, introdujo un nuevo elemento: los proyectos aprobados para su ejecución tendrán derecho al reembolso parcial o total de los “costos de preinversión” asumidos por los proponentes del proyecto (párrafo 1, artículo 3, Ley 1099 de 2006).

Finalmente, el Decreto 2884 de 2001 determinó los siguientes criterios para la asignación de los recursos del FAZNI: (1) las necesidades insatisfechas del servicio de energía eléctrica de la población; (2) la contribución

del plan, programa o proyecto a una solución institucional y empresarial integral de prestación del servicio y las mejoras en la cobertura y confiabilidad de la prestación del servicio, y (3) el impacto ambiental, social y económico del plan, programa o proyecto (artículo 5).

El Decreto 1124 de 2008, que reglamentó la Ley 1099 de 2006, aclaró los mecanismos mediante los cuales se pueden presentar planes, programas y proyectos para ser financiados: mediante invitaciones públicas del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para inversión de infraestructura en las ZNI, o por iniciativa de las entidades territoriales, el IPSE o las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica sin importar si es del SIN o de las ZNI (artículo 7). Por último, el artículo 12 del Decreto establece los criterios para el reembolso de los costos de preinversión de los que habla la Ley 1099 de 2006. A la fecha (junio de 2008) se han asignado cerca de 226 mil millones de pesos del FAZNI (Cuadro 3).

Cuadro 3

**Colombia: recursos asignados por el comité de administración del FAZNI para financiar proyectos en las ZNI, 2003-2008**

Año	Asignación (millones de pesos)
2003	16.758
2004	48.528
2005	25.265
2006	28.685
2007	95.167
2008	11.318
Total	225.721

Fuente: Minminas (2008a y 2008b).

Otro fondo que dedica parte de sus recursos a la financiación de proyectos de electrificación en las ZNI es el Fondo Nacional de Regalías<sup>2</sup>. Este se creó en 1994, mediante la Ley 141 de ese año, y más tarde, con la Ley 756 de 2002, se reestructuró, dándole personería jurídica propia y adscribiéndolo al Departamento Nacional de Planeación (DNP).

La Ley 141 de 1994 determinó que un 15% de los recursos de este fondo deben ser destinados exclusivamente para la financiación de proyectos energéticos regionales durante los 15 años siguientes a la promulgación de la ley, con la condición de estar definidos como prioritarios en los planes de desarrollo de las entidades territoriales que los soliciten (artículo 1, Ley 141 de 1994). La distribución de estos recursos, según la Ley 756 de 2002 (artículo 37), debe hacerse así: un 20% para la inversión en infraestructura de distribución de gas para los estratos 1 y 2, un 40% para la

<sup>2</sup> Las regalías son una contraprestación económica que debe recibir el Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables. Estas pueden ser directas o indirectas: las primeras son aquellas que se entregan a la entidad territorial en la que se lleva a cabo la explotación de los recursos naturales, a los municipios con puertos marítimos y fluviales que sirven para transportar esos recursos y a los municipios del área de influencia de los puertos. Estos recursos deben destinarse a proyectos de los planes de desarrollo local, especialmente a los de saneamiento ambiental, cobertura y ampliación de servicios de salud, educación, electricidad, agua potable, alcantarillado, aseo y demás servicios públicos básicos esenciales. Y las indirectas son recursos no asignados a las entidades territoriales productoras o portuarias y que se destinan al Fondo Nacional de Regalías para la financiación de proyectos de promoción de la minería, la preservación del medio ambiente o el desarrollo de proyectos regionales de inversión prioritarios, según el plan de desarrollo de la entidad territorial que solicite los recursos (Departamento Nacional de Planeación [DNP], 2008; Ley 141 de 1994).

inversión en zonas interconectadas y el 40% restante debe destinarse a las ZNI (artículo 37, Ley 756 de 2002).

A partir de la Ley 633 de 2000, el IPSE quedó encargado de viabilizar los proyectos de energización de las ZNI que las entidades territoriales presentaran al Fondo Nacional de Regalías y de inscribirlos en el banco de proyectos del DNP. Adicionalmente, esta ley dispuso un incentivo tributario para estos proyectos, al eximirlos del pago de impuestos o estampillas del orden territorial (artículo 84, Ley 633 de 2000).

Existen, además, otras alternativas de financiación que son brindadas por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), el Instituto de Fomento Industrial (IFI) y el Banco de Comercio Exterior de Colombia (Bancoldex). Estos organismos ofrecen créditos para la implementación de proyectos de energización de ZNI con énfasis en recursos renovables. También existe el Fondo de Inversiones para la Paz (FIP), cuyo objeto es financiar proyectos diseñados para “la obtención de la paz”, entre los cuales están los proyectos energéticos para las ZNI. Paralelamente a la reestructuración del sector y la separación del SIN y las ZNI, el IPSE ha implementado estrategias de apoyo financiero, técnico y administrativo a los prestadores del servicio en las ZNI.

### 3. Regulación de la oferta de generación en las ZNI

Para el análisis de la oferta en estas zonas, primero se definen los agentes generadores desde su ubicación geográfica, su tipo de

tecnología y participación en el mercado, y luego se analiza su naturaleza jurídica para medir el grado de diversificación de la propiedad ofertante en las ZNI.

La estructura del mercado de generación se puede clasificar según la cantidad de electricidad en megavatios (MW) que puede producir un generador con sus plantas y según el tipo de tecnología que utilice. La CREG determinó tres niveles de potencia: las plantas con capacidad inferior a 10 MW, las cuales no son despachadas centralmente vía bolsa de energía; las que se ubican entre 11 y 20 MW, que tienen una participación voluntaria en el despacho, y aquellas con capacidad superior a 20 MW, que son obligadas a participar en el mercado. Para las ZNI no aplica ninguno de los tres criterios, debido a su limitada capacidad instalada.

Entre los departamentos con ZNI, Nariño presenta la mayor capacidad de generación con una capacidad instalada (23,2%); seguido por Amazonas (21%), que es uno de los departamentos con más baja población en estas zonas, y Chocó (13,4%), así como lo señala el Cuadro 4.

Cuadro 4

#### Colombia: distribución de la capacidad instalada de generación y niveles de participación de las ZNI, 2007

Departamento	kW/Diésel	Participación (%)
Amazonas	22.658	20,8
Antioquia	1.210	1,1
Bolívar	250	0,2
Caquetá	7.285	6,7

Continúa

Departamento	kW/Diésel	Participación (%)
Casanare	682	0,6
Cauca	10.958	10,1
Chocó	14.635	13,4
Guainía	5.363	4,9
Guaviare	3.129	2,8
Meta	5.421	5,0
Nariño	25.306	23,2
Putumayo	3.758	3,5
Valle del Cauca	1.449	1,4
Vaupés	2.714	2,5
Vichada	4.193	3,8
Total	109.011	100,0

Fuente: Subdirección de Planificación Energética, IPSE, Minminas (2007).

Las ZNI cuentan con una capacidad instalada de sólo 109 mil kW diésel, distribuidas en 95 agentes generadores, integrados verticalmente con la distribución y la comercialización. La tecnología a base de diésel representa el 96,3% del total de la capacidad de generación en las ZNI, distribuido entre 116 plantas de menos de 100 kW y el 3,7% restante corresponde a dos pequeñas centrales hidroeléctricas, lo que significa que las ZNI poseen un nivel casi nulo de diversificación tecnológica.

La propiedad de estas plantas la lideran las alcaldías, con el 51,6%; seguidas por empresas privadas y mixtas, con un 43,2%; las juntas administradoras locales (JAL), con un 4,2%, y, finalmente, las gobernaciones con el 1,1%. El parque generador se distribuye principalmente entre los departamentos de Chocó (26,3%), Nariño (13,7%), Caquetá (12,6%) y Meta (11,6%) (Cuadro 5).

Cuadro 5

**Colombia: distribución de la propiedad de la generación en las ZNI según naturaleza jurídica, 2007**

Departamento	Empresas	JAL	Alcaldías	Gobernaciones	Agregado	Participación (%)
Amazonas	1	0	0	0	1	1,05
Antioquia	2	0	0	0	2	2,10
Bolívar	0	1	0	0	1	1,05
Caquetá	2	0	10	0	12	12,63
Casanare	0	0	4	0	4	4,21
Cauca	3	0	2	0	5	5,26
Chocó	9	1	15	0	25	26,31
Guainía	1	1	0	0	2	2,10
Guaviare	3	0	1	0	4	4,21
Meta	4	1	6	0	11	11,57

Continúa

Departamento	Empresas	JAL	Alcaldías	Gobernaciones	Agregado	Participación (%)
Nariño	11	0	2	0	13	13,68
Putumayo	2	0	5	0	7	7,36
Valle del Cauca	0	0	1	0	1	1,05
Vaupés	0	0	2	1	3	3,15
Vichada	3	0	1	0	4	4,21
Total	41	4	49	1	95	100,00
Participación (%)	43,2	4,2	51,6	1,1	100,0	100,00

Fuente: Subdirección de planificación energética, IPSE, Minminas (2007).

Al desagregar las empresas y las JAL según su naturaleza jurídica, se puede observar que casi el 90% de la propiedad de las plantas es del Estado: las gobernaciones (1,05%), las alcaldías (51,57%) y las empresas municipales mixtas, aunque con predominancia estatal (37%), con 89,62%; entre tanto, sólo el 10,38% es de propiedad privada (Cuadro 6).

Cuadro 6

**Colombia: distribución agregada de la naturaleza jurídica de los agentes en las ZNI**

Tipo de propiedad	Participación (%)
Gobernaciones	1,1
Alcaldías	51,6
Empresas municipales (mixtas)	37,0
Empresas privadas	10,4

Fuente: Subdirección de Planificación Energética, IPSE, Minminas (2007).

La metodología de cálculo del costo de prestación del servicio y la fórmula tarifaria en las ZNI se determinó en la Resolución del CREG 114 de 1996, complementada y modificada por las resoluciones del CREG 029 de 1997, 077 de 1997, 082 de 1997, 017 de 1998, 193 de 2003, y los documentos del CREG 073

de 2003 y 033 de 2005. Adicionalmente, la CREG separó el territorio insular (San Andrés y Providencia, CREG 037 de 1996 y 080 de 1997) del territorio continental y le aplicó metodologías diferentes.

En términos generales, el costo de prestación del servicio es la suma de los costos unitarios que resultan de agrupar los costos de generación, comercialización y distribución —la metodología es similar a la utilizada en el SIN sólo que agregándole los costos de transmisión prácticamente inexistentes en las ZNI—. A su vez, los costos de generación son la sumatoria de los costos anuales de inversión en generación más los costos anuales de administración, operación y mantenimiento en generación. Así mismo, los costos de distribución y comercialización resultan de agregar los costos de inversión en comercialización y distribución, más los costos anuales de administración, operación y mantenimiento en la distribución y la comercialización.

Adicionalmente, los costos de prestación del servicio incluyen un factor de ajuste del costo anual de operación de la actividad de gene-

ración y se ponderan los costos por un factor de pérdidas y, por supuesto, por la energía generada. La fórmula de costos se resume en la Ecuación 1<sup>3</sup>.

$$\begin{aligned} \text{CPS} &= (\text{CG} + \text{CDC}) \text{ en } \$/\text{kWh}, \text{ siendo} \\ \text{CG} &= (\text{CIG} + \text{CAOMG} + \text{F})/\text{EG} (1 - \text{PR}) \\ &\text{en } \$/\text{kWh} \\ \text{CDC} &= (\text{CIDC} + \text{CAOMDC})/\text{EG} (1 - \text{PR}) \\ &\text{en } \$/\text{kWh} \end{aligned} \quad (1)$$

Donde:

- CPS: costo de prestación del servicio.
- CG: costos de generación.
- CDC: costos de distribución y comercialización.
- CIG: costos anuales de inversión en generación.
- CAOMG: costos anuales de administración, operación y mantenimiento en generación.
- F: costo anual de operación de la actividad de generación.
- EG: energía generada.
- PR: factor de pérdidas.
- CIDC: costos de inversión en comercialización y distribución.
- CAOMDC: costos anuales de administración, operación y mantenimiento en la distribución y la comercialización.

La CREG determina unos costos máximos de prestación del servicio para los agentes prestadores, que varían al tener en cuenta otros

costos, según el departamento, las pérdidas, los índices de tensión, la disponibilidad de las plantas, la demanda<sup>4</sup>, las restricciones y los costos mínimos por disponibilidad del servicio —también llamados costos mínimos de atención de clientela—, determinados en resoluciones independientes y ponderados por el índice de precios al consumidor (IPC).

Por lo tanto, se expiden resoluciones con los costos máximos de prestación del servicio por departamento y se adicionan los otros costos ya mencionados, que en la práctica son determinantes del costo acumulado. Estos costos representan el 55% del costo acumulado; los costos de generación, un 38%, y los de comercialización y distribución, un 7% para un costo de generación más un costo de distribución y comercialización, equivalente al 45% del costo total.

Sin embargo, la información sobre estos costos adicionales es inexacta por la falta de reportes de los agentes ante el Sistema Único de Información de Servicios Públicos (SUI) y, adicionalmente, la CREG no ha diferenciado entre tecnologías, lo cual es cuestionado tanto por los agentes como por el IPSE (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2007), como se refleja en el Cuadro 7.

En el Cuadro 4 se observó que Nariño, Amazonas y Chocó eran los departamentos con mayor capacidad instalada; sin embargo, de acuerdo con el Cuadro 7, se puede concluir

<sup>3</sup> Según las resoluciones de la CREG 114 de 1996, 029 de 1997, 077 de 1997, 082 de 1997, 017 de 1998, 193 de 2003, 073 de 2003, 033 de 2005 y 037 de 1996.

<sup>4</sup> La disponibilidad es irregular. Se tienen sólo dos localidades con 24 horas de servicio, menos de 10 localidades con servicio de 12-24 horas y el 99% de las localidades tienen servicio menos de 6 horas al día.

Cuadro 7

**Colombia: distribución de los costos máximos de prestación del servicio en las ZNI por departamentos**

Departamento	CG (\$/kWh)	CDC (\$/kWh)	CPS (\$/kWh)	Otros costos (\$/kWh)	Costos 2006 (\$/kWh)
Amazonas	190,0	36,0	226,3	274,4	500,5
Antioquia	191,4	34,1	225,5	273,6	499,1
Arauca	188,9	35,3	224,2	272,0	496,2
Caquetá	204,2	32,6	236,8	287,3	524,1
Casanare	201,7	35,0	236,7	287,2	523,9
Cauca	197,6	37,5	235,1	285,3	520,4
Chocó	232,5	41,0	273,6	332,1	605,6
Guainía	117,8	25,7	143,4	173,9	317,4
Guaviare	187,1	36,8	223,9	271,7	495,6
Meta	196,5	34,2	230,7	279,9	510,6
Nariño	187,3	41,9	229,2	278,1	507,3
Putumayo	156,0	36,5	192,4	233,4	425,9
Vaupés	344,2	36,6	380,8	462,1	842,9
Vichada	196,2	36,9	233,1	282,8	515,9

CG: costos de generación; CDC: costos de distribución y comercialización; CPS: costos de prestación de servicio.

Fuente: resoluciones de la CREG, cálculo de costos de prestación de servicio en las ZNI, costos de referencia a precios de diciembre de 1996.

que Chocó presenta el segundo costo más alto por kWh de 605,58 pesos, después de Vaupés, con 842,86 pesos, y es precisamente Chocó el departamento con mayor número de municipios con ZNI.

El costo más bajo lo tiene Guainía con 317,40 pesos por kWh; la generación más costosa está en Vaupés, con 344,2 pesos por kWh, y la comercialización y distribución más alta está en Nariño, con 41,9 pesos por kWh, y así tiene el primer lugar en capacidad de generación de las ZNI.

Por otro lado, se tiene la fórmula tarifaria (T), expresada en la Ecuación 2<sup>5</sup>. Básicamente se compone del costo de prestación del servicio ponderado por el IPC, incluida una variable adicional, los subsidios, tanto en su constitución como en su desmonte gradual.

$$T = T_{97} * ((CPS * (1 - S) / T_{97}) * (IPC_{97} / IPC_0))^k * (IPC_{m-1} / IPC_{97}) \quad (2)$$

<sup>5</sup> Según las resoluciones CREG 114 de 1996, 029 de 1997, 077 de 1997, 082 de 1997, 017 de 1998, 193 de 2003, 073 de 2003, 033 de 2005 y 037 de 1996.

Donde:

$T_{97}$ : tarifa en 1997.

CPS: costo máximo de prestación del servicio.

S: subsidios según la CREG 115 del 1996.

$IPC_{97}$ : índice de precios al consumidor en 1997.

$IPC_0$ : índice de precios al consumidor año base.

k: desmonte de subsidios.

$IPC_{m-1}$ : índice de precios al consumidor en el mes  $m-1$ .

Según el documento de la CREG 032 de 2005, se pone a disposición de los agentes dos nuevas metodologías para la fórmula tarifaria presentada anteriormente: la primera busca un cobro en el caso de las soluciones comunitarias con red de distribución, y en la segunda, un cobro para las poblaciones con soluciones individuales y sin red de distribución. En la actualidad no se han aplicado, continúan en análisis y siguen vigentes las fórmulas presentadas en las ecuaciones 1 y 2.

En la práctica, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y el IPSE reconocen que las tarifas aplicadas a los usuarios son diversas y sujetas a múltiples variables. A continuación se presentan algunas de sus limitaciones:

- Altos niveles de pérdidas técnicas por deficiencia en las redes con estimativos de la CREG inferiores a la realidad de las zonas.

- Inexistente o deficiente medición de los volúmenes de energía generada, entregada y consumida, lo que desencadena un desconocimiento del valor real de la energía.
- El costo de prestación del servicio no refleja completamente la envolvente de costos (véase en el Cuadro 6 que los llamados “otros costos” tienen mayor peso participativo que los costos de generación y los costos de distribución y comercialización).
- La actualización del costo de prestación de servicio mediante las variaciones del IPC no refleja las variaciones de los principales componentes del costo que crecen sujetos a otras variables distintas al IPC.
- Algunos prestadores en las ZNI aplican tarifas por debajo de los costos establecidos en el Cuadro 6.
- La fórmula del costo de prestación del servicio no es adaptable a los costos de generación, que fluctúan según el tipo de tecnología, el tamaño de las plantas y su ubicación.
- La fórmula varía según el rango de disponibilidad de 24 y 12 horas continuas, cuando en la práctica existen rangos inferiores de suministro del servicio, y casi el 100% de las localidades analizadas en el Cuadro 1 reciben servicio menos de seis horas diarias y no continuas, resultado de la reducida disponibilidad y precaria

actividad comercial e industrial; por lo tanto, a menores horas de servicio, mayor tiempo de recuperación de la inversión.

- La fórmula no muestra claramente el peso ponderado del costo del transporte para el mantenimiento de las plantas. De acuerdo con el Cuadro 3, las ZNI no poseen diversificación tecnológica y las plantas diésel requieren un costo de transporte que puede representar hasta el 20% de los costos de administración, operación y mantenimiento, cifra inferior a los estimativos de la CREG. Así mismo, los costos propuestos de inversión en pequeñas centrales hidroeléctricas no cubren los estimativos del IPSE.
- Existen bajos índices de facturación, poco recaudo y altos índices de cartera; así mismo, los puntos de atención y pago son distantes; por ende, hay un gran deterioro de la relación cliente-prestador, sumado a altos niveles de conexiones ilegales y fraude.
- Las empresas no cumplen con el reporte de información al SUI o es incompleta, lo cual limita el diagnóstico y las estrategias de gestión en las ZNI. Igualmente, la presentación de proyectos de generación ante el IPSE para recursos FAZNI no cumple con los requisitos y la documentación exigida, y se parten los recursos para tal fin.
- Las ZNI poseen un nivel alto de riesgo por restricciones sociales y de orden público, lo cual requiere una prima alta, superior a la considerada en el SIN.

En el Cuadro 8 se muestra la realidad de los distintos esquemas de tarificación utilizados por los agentes en las ZNI. El 56% de los agentes cobran un valor fijo y sólo el 16% aplica las tarifas establecidas por la CREG.

Cuadro 8

**Distintos esquemas de tarificación aplicados por los prestadores en las ZNI**

Esquema tarifario	Utilización (%)
Tarifa sin cargo fijo	9
Tarifa con cargo fijo	14
Resolución de la CREG	16
Otros	5
Valor fijo	56

Fuente: IPSE (2007).

**4. Incentivos para la energización de las ZNI**

En esta sección se presenta una recopilación y análisis de las medidas consignadas en la legislación nacional que pueden incentivar, directa o indirectamente, la inversión en proyectos de electrificación de las ZNI. Además, se analiza el potencial que hay en estas zonas para el desarrollo de proyectos bajo el mecanismo de desarrollo limpio.

**4.1 Incentivos directos e indirectos que otorga la ley**

Se entiende por incentivos directos aquellos que se diseñaron para promover proyectos energéticos en estas zonas y por indirectos aquellos mecanismos generales de fomento de inversión, bien sea en proyectos energéticos o en actividades adicionales que se

deriven de estos, por ejemplo, el caso de la protección del medio ambiente.

Como se muestra a continuación, los incentivos existentes se concentran en su mayoría en exenciones tributarias al combustible y adquisición de tecnologías, pero no promueven suficientemente la iniciativa privada ni muestran un esfuerzo por estimular el uso de fuentes alternativas de energía.

#### **4.1.1 Incentivos directos**

En 1995 se expidió la Ley 223, en la que se eximió del cobro de impuesto a las ventas a los equipos y elementos nacionales o importados que sean destinados a la “construcción, instalación, montaje y operación de sistemas de control y monitoreo, necesarios para el cumplimiento de las disposiciones, regulaciones y estándares ambientales vigentes” (artículo 4, Ley 223 de 1995). Así mismo, esta ley creó un impuesto global para la gasolina y el ACPM y se exceptuaba del cobro a algunas actividades como la aviación o las grandes naves marítimas (artículo 58). La Ley 681 de 2001 introdujo entre dichas excepciones el cobro del impuesto para el combustible utilizado para la generación de electricidad en las ZNI.

Las resoluciones 77 y 133 de 1997 de la CREG concedieron un período de gracia de seis meses a las empresas prestadoras del servicio en las ZNI que se interconecten al SIN para que se adapten a este: la primera resolución da este plazo para que la empresa calcule el costo base de comercialización y, mientras tanto, permite a la empresa continuar sujeta a las tarifas de las ZNI; la segunda permite a

las empresas, en dicho plazo, continuar contratando directamente la energía necesaria para cubrir la demanda.

La creación del FAZNI se puede considerar también un incentivo, por cuanto constituye un gran apoyo para el desarrollo de proyectos energéticos, al garantizar un flujo de dinero para su financiación una vez aprobado el proyecto, que puede provenir de cualquier agente público o privado.

Otro incentivo que tiene que ver con la financiación directa de las ZNI fue el que estableció la Ley 756 de 2002, al designar un 40% del 15% de los recursos del FNR destinados al fomento de los proyectos de energización, para adelantar proyectos energéticos en las ZNI, durante 15 años.

Los subsidios otorgados para reducir las tarifas al público de los estratos 1, 2 y 3 de las ZNI, contemplados en el artículo 63 de la Ley 812 de 2003, permiten destinar los recursos entregados en forma de subsidios para inversión o para financiar los costos del combustible necesario para poner en marcha las plantas generadoras. El Decreto 1591 de 2004 dice que la proporción del subsidio que se destine a cada rubro será acordada con el Ministerio de Minas y que la cantidad elegida para inversiones se dará directamente al prestador del servicio, mientras que la cantidad definida para el combustible podrá ser enviada al proveedor de este.

Dicho decreto estableció los siguientes criterios para calcular el monto del subsidio: (1) la estimación se hace por localidad/año; (2) las horas de prestación del servicio según la

población; (3) la cantidad de energía efectivamente entregada; (4) el costo del combustible en la zona; (5) las especificaciones técnicas de cada planta generadora y un porcentaje promedio de pérdidas; (6) las tarifas que haya definido la CREG para las ZNI que comprenden las actividades de generación, distribución y comercialización; (7) la composición socioeconómica de la localidad y el factor de subsidio establecido en la Ley 142 de 1994, y (8) un factor de ajuste para que exista correspondencia entre los subsidios estimados y la disponibilidad presupuestal (Decreto 1591 de 2004).

La proporción de los costos totales que se subsidia (factor de subsidio) equivale al promedio del porcentaje de la población de los estratos 1, 2 y 3 ponderado por el porcentaje de subsidio definido por la ley para cada estrato: 50%, 40% y 15%, respectivamente. El monto del subsidio resulta de aplicar dicho factor de subsidio a los costos totales por año (el valor de la facturación de cada localidad) (Resolución 180961 de 2004). Todo lo relacionado con este incentivo, que le corresponde al Ministerio de Minas, fue delegado mediante la Resolución 180961 de 2004 al IPSE<sup>6</sup> (Cuadro 9).

<sup>6</sup> Este es un subsidio a la oferta y la forma como se calcula da a entender que es un subsidio sobre costos totales, pues para calcular el monto de costos que se va a subsidiar, se usa el costo total de prestación del servicio definido por la CREG en la Resolución 082 de 1997.

Cuadro 9

**Colombia: factor de subsidio según tamaño y estrato socioeconómico de la población de las ZNI**

Rango de usuarios		Porcentaje de usuarios por localidad			Factor (%)
		Estrato de subsidio			
Desde	Hasta	1	2	3	
0	150	100	0	0	50
151	300	95	5	0	49
301	500	85	15	0	48
501	800	77	18	5	46
801	1.000	70	20	10	44
1.001	2.000	63	23	14	42
Más de 2.001		55	26	19	40

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Resolución 180961 de 2004.

Por último, la Ley 1099 de 2006 introdujo la posibilidad de que con los recursos del FAZNI que se otorguen para financiar un proyecto en una ZNI se reembolsen parcial o totalmente los costos de preinversión de dicho proyecto, que pueden ser los costos de diseñar los pliegos para participar en las invitaciones públicas, así como los costos de estudios y diseños. Este reembolso no puede exceder el 15% del costo total de las obras propuestas para la energización de la ZNI (artículo 12, Decreto 1124 de 2008).

**4.1.2 Incentivos indirectos**

Los incentivos dirigidos a preservar el medio ambiente y a reducir las emisiones de gases contaminantes pueden tener un gran impacto en los proyectos energéticos de las ZNI, dada su gran riqueza natural, que permitiría

desarrollar proyectos basados en fuentes alternativas de generación de energía.

En este sentido, la Ley 788 de 2002, en su artículo 18, adicionó al estatuto tributario como *renta exenta* la derivada de la venta de energía eléctrica generada a partir de fuentes alternativas como eólica, solar, biomasa o residuos agrícolas. La exención se otorga durante 15 años, bajo las siguientes condiciones: (a) que se vendan certificados de emisión de dióxido de carbono, de acuerdo con los términos del Protocolo de Kioto, y (b) que mínimo el 50% de los ingresos derivados de la venta de certificados de reducción de emisiones se inviertan en obras que beneficien a la región donde opera el generador (artículo 18, Ley 788 de 2002).

Así mismo, en el artículo 95, dicha ley admitió como una actividad que no causa impuesto la importación de maquinaria y equipos de actividades que produzcan certificados de reducción de emisiones. Por su parte, la Ley 939 de 2004, mediante sus artículos 8 y 9, exime al biocombustible de origen vegetal o animal que sea mezclado con ACPM para ser usado en motores diésel del impuesto al valor agregado (IVA) y del impuesto global al ACPM.

Además de esto, el Decreto 1591 de 2004 da la posibilidad de generar incentivos adicionales con el fin de aumentar la oferta en el servicio de eléctrico: “El Ministerio de Minas y Energía podrá incluir en el cálculo del subsidio incentivos que permitan a las localidades ampliar las horas de servicio mediante la formulación de una relación entre la eficiencia en el recaudo y el número de horas de servicio en la localidad”.

La Ley 697 de 2001, o Ley URE, busca promover el uso racional y eficiente de la energía (URE) y el uso de fuentes no convencionales de energía en el marco del desarrollo sostenible, promoviendo el respeto por el medio ambiente y los recursos naturales renovables, pero no es claro cómo ni cuáles son los incentivos. En sus artículos 7 y 10, esta ley sienta las bases para establecer incentivos para promover el URE y las fuentes no convencionales, pero en la mayoría de los casos se queda en anunciar que se diseñarán estímulos e incentivos, pero no especifica cuáles, con excepción de uno que explícitamente ofrece reconocimiento público para aquellas empresas, universidades, entidades investigativas, docentes, etc., que se destaquen por los diferentes programas que implementen para promover el URE (artículo 7).

Con el Decreto reglamentario 3683 de 2003 no se hicieron muy explícitos dichos premios o castigos. Más bien se profundiza en la reglamentación de la “condecoración al uso racional y eficiente de la energía y fuentes no convencionales u Orden al Mérito URE”<sup>7</sup>. Además de la distinción, para la que no hay explícita una compensación monetaria, en el artículo 17 se afirma que el Ministerio de Medio Ambiente “dará amplio despliegue a los galardonados en los medios de comunicación más importantes del país” (Decreto 3683 de 2003).

<sup>7</sup> El objetivo de este premio es estimular a quien se destaque en el URE y tiene tres categorías: una para industria y comercio, otra para investigación y otra para la enseñanza especializada.

## 4.2 Las ZNI y el mecanismo de desarrollo limpio

Uno de los incentivos más fuertes que pueden existir en la actualidad, dada la tendencia mundial a la mitigación de los gases de efecto invernadero, al uso de fuentes alternativas de energía y al desarrollo sostenible, es la oportunidad de ejecutar un mecanismo de desarrollo limpio para las ZNI y poder participar en el mercado mundial de reducciones de carbono mediante la venta de certificados de reducción de emisiones y así obtener ingresos extraordinarios derivados de esta actividad.

El mecanismo de desarrollo limpio es una de las vías que ha sido asumida por diferentes países en el mundo para evitar una mayor contaminación del medio ambiente y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero existentes en la actualidad, a partir del desarrollo de proyectos de reducción de emisiones y la implementación de tecnologías limpias en los países en desarrollo. Este mecanismo surgió con el Protocolo de Kioto, firmado en 1997 como un acuerdo entre un conjunto de países industrializados en el que se comprometieron a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 5% respecto a los índices registrados en 1990, en el período 1998-2012<sup>8</sup>.

En Colombia se empezaron a tomar medidas en torno a este tema en el 2000, mediante la Ley 629 del Ministerio del Medio Ambiente. Respecto a las ZNI, el Ministerio, a través de la Oficina Colombiana para la Mitigación

del Cambio Climático, inició la elaboración de un plan de trabajo en conjunto con el IP-SE. Para julio de 2002 se emitió el *Plan de trabajo para el mecanismo de desarrollo limpio*, que buscaba identificar y realizar el potencial de este mecanismo, representado en proyectos de suministro de energía eléctrica en las ZNI.

Así, para iniciar este plan de trabajo, en octubre de 2002 se realizó un estudio denominado *Diagnóstico de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por suministro de energía en ZNI*. En este se establecieron los usos que se les dan a la energía y las fuentes que se utilizan para generarla y las condiciones en que es suministrada la electricidad (horas al día, precio, costos, interrupciones, etc.), con el fin de proyectar la demanda de electricidad en dichas zonas.

Respecto al tipo de usuarios que usa la energía eléctrica, el documento encontró que el 85% es consumida por hogares, con una ausencia notable del sector industrial y empresarial. De todas las zonas, la Amazonía es la única con presencia del sector industrial; las demás sólo tienen un uso marginal por parte del comercio e instituciones del Estado. La demanda en los hogares está segmentada respecto al uso y al número de personas en la población, y la cocción de alimentos es la tarea que más demanda electricidad en todas las poblaciones.

Como fuente de generación de energía para satisfacer estas necesidades, se usan principalmente plantas diésel, además de pequeñas centrales hidroeléctricas, que aprovechan caídas de agua y fuertes caudales de ríos. La mayoría de las plantas diésel (siete de cada

<sup>8</sup> Para una mayor información sobre este tema, véase Restrepo, Tobón y Flórez (2008).

diez) tiene una capacidad reducida de menos de 60 kWh; tan sólo una veintena de plantas tiene capacidad de generación mayor a 1.000 kWh. Lo anterior determina que no sea posible establecer economías de escala o reducir costos por compras mayoristas de insumos (como el diésel).

Dependiendo del escenario para el aumento de la demanda (alto, medio o bajo), el documento proyecta que para las ZNI, entre el 2000 y el 2005, el incremento en las necesidades de energía estaría entre 2,9% y 33%. Los tres escenarios se elaboraron teniendo en cuenta las estimaciones de la evolución en las variables de control, ingreso, población y tarifas del servicio proporcionados por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). Con las estimaciones de la demanda, se procedió a proyectar la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero, mediante la metodología propuesta en 1996 por el Grupo Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC, por su sigla en inglés).

En el plan de coordinación entre el Ministerio de Medio Ambiente y el IPSE desarrollado en 2002 se tenía establecido, además de la identificación, la realización de proyectos. Para febrero de 2003 se emitió la *Estrategia para la implementación de MDL en ZNI*. En este documento se utilizó el estudio de diagnóstico arriba descrito para establecer si existían oportunidades para emprender proyectos de mecanismos de desarrollo limpio en las ZNI, y posteriormente elaborar una estrategia de implementación.

En el artículo se determinó que dadas unas condiciones en el mercado, como costos de

transacción o un precio esperado de cinco dólares por certificado durante los próximos 21 años —donde resulta muy costoso monitorear la emisión de gases de efecto invernadero en las ZNI debido a la dispersión que existe (Ministerio de Medio Ambiente e IPSE, 2003)—, sólo proyectos en localidades que demandaran más de 50 mil kWh al día podrían beneficiarse de ingresos de mecanismos de desarrollo limpio (Ministerio de Medio Ambiente e IPSE, 2003). Como sólo la ciudad de Leticia, en Amazonas, cumplía con esta restricción, el documento sugiere que se debe explorar la alternativa de agrupar localidades alrededor de un proyecto *sombrilla*<sup>9</sup>, pues de otra forma tal mecanismo no es una opción.

El uso del modelo de *proyectos sombrilla* en el mecanismo de desarrollo limpio ofrece ciertas ventajas potenciales: se podrían reducir los costos asociados a los estudios de planeación y desarrollo del proyecto; los estudios de factibilidad e ingeniería se podrían dividir, puesto que usan sistemas de generación similares, y el costo del documento de diseño del proyecto<sup>10</sup> se podría distribuir entre todos los participantes.

<sup>9</sup> Los *proyectos sombrilla* son aquellas agregaciones de pequeñas empresas bajo una misma entidad administradora. Mediante este modelo es posible agrupar sectores productivos que posean modos de producción y perfiles energéticos similares, pero que debido a su tamaño no perciben una relación costo-beneficio interesante para aplicar el uso de mecanismos de desarrollo limpio. Estos proyectos son llamados así, puesto que la estructura organizativa de la entidad administradora es asimilable a una “*sombrilla*” que cubre a los pequeños individuos frente a los emisores de certificados y obtener el dinero proveniente de la venta de certificados de forma más eficiente.

<sup>10</sup> Un documento de diseño del proyecto propone y explica una determinada actividad que se pretende de-

Para facilitar los procesos de validación y posterior verificación y certificación de la reducción de emisiones alcanzada, este modelo estandariza, a través de la entidad administradora, los llamados *parámetros de línea base*, como el horizonte de tiempo, la tecnología, las zonas involucradas que permiten alcanzar la consistencia y transparencia, entre otros. También se adquiere poder de negociación a la hora de comprar maquinaria o equipos de monitoreo y control, gracias a la agremiación de los operadores. Finalmente, el mercado de venta de certificados prefiere altos volúmenes, puesto que para el agente comprador se reducen los costos de búsqueda y negociación.

Como claras desventajas para el uso del modelo de proyecto sombrilla están el requerimiento que la entidad administradora sea una organización con capacidad y sostenibilidad, lo que en lugar de minimizar los costos de transacción los incrementa, el marco legal para su existencia es complejo y se requieren grandes inversiones previas a su creación; pero las condiciones del mercado de certificados de reducción de emisiones han cambiado y el umbral de 50 mil kWh al

día puede ser inferior. En el Gráfico 1 se observa que la estimación “optimista” del Ministerio del Medio Ambiente e IPSE en 2003 dista mucho de la evolución de los precios para 2008.

En una simulación realizada en esta investigación, se encontró que bajo ciertos supuestos (Cuadro 10) ahora es más viable y menos exigente la implementación de un proyecto de mecanismo de desarrollo limpio para las ZNI, dadas las buenas condiciones presentes del mercado y las positivas expectativas para el futuro. Para la simulación se construyeron dos escenarios: uno en el que la inversión inicial y los costos de administración, operación y mantenimiento del proyecto son altos y, además, el precio de los certificados de reducción de emisiones es bajo (12 euros por cada uno); y otro en el que los costos son más bajos y el precio del certificado de reducción de emisiones es alto (21 euros por cada uno).

Cuadro 10

**Supuestos para la simulación financiera de un proyecto sombrilla de un mecanismo de desarrollo limpio para las ZNI (cifras en dólares)**

Variable	Escenario optimista	Escenario pesimista
Inversión inicial	150.000	300.000
Costos de transacción	42.106	43.376
Costos anuales de AOM	100.000	120.000
Precio esperado de CER	30	17

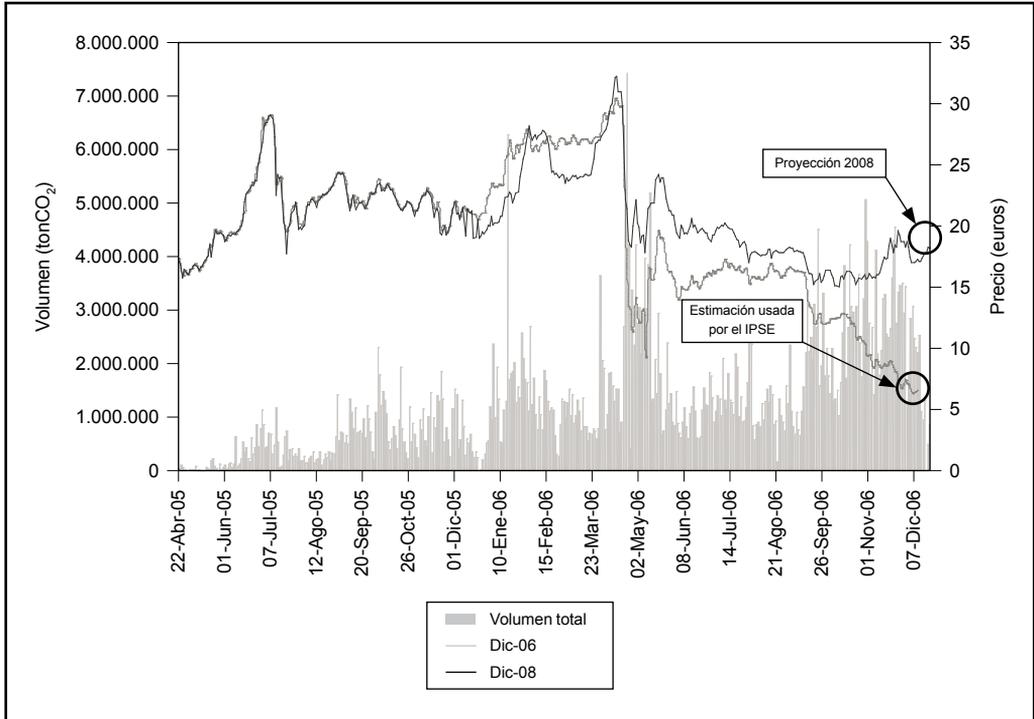
AOM: administración, operación y mantenimiento; CER: certificados de reducción de emisiones.

Fuente: Proyecto HMO.

sarrollar en un país con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero derivados de alguna actividad productiva contaminante y contiene información relacionada con el desarrollo de dicha actividad, como: descripción general de la actividad del proyecto, participantes, duración del proyecto, proyecciones financieras (de costos e ingresos), impactos (sociales, económicos y ambientales), proyección de las reducciones anuales de emisión de gases, etc. La finalidad de uno de estos documentos es someterlo a evaluación ante la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático en busca de que sea registrado como un proyecto de mecanismo de desarrollo limpio y a partir de ahí se puedan emitir certificados de reducción de emisiones (Restrepo et al., 2008).

Gráfico 1

**Evolución de los precios y las cantidades transadas en el mercado ECX, contratos diciembre de 2006 y diciembre 2008**



Fuente: European Climate Exchange (2006).

El objetivo de la simulación fue determinar la cantidad mínima de certificados de reducción de emisiones que necesita producir un mecanismo de desarrollo limpio en las ZNI en un período de cinco años para ser rentable, es decir, se buscó la cantidad de certificados de reducción de emisiones que permite obtener unos ingresos tales que se puedan cubrir todos los costos y, por lo tanto, ni se gane ni se pierda. Los costos de administración, operación y mantenimiento son aquellos adicionales a los propios del funcionamiento de un sistema energético, en los cuales se

incurre para el correcto funcionamiento del mecanismo de desarrollo limpio.

Los resultados fueron los siguientes: (1) en el escenario uno, en el cual se hicieron los supuestos más pesimistas (o conservadores), es decir, los del Cuadro 10, la cantidad de certificados de reducción de emisiones que genera unos ingresos que cubren los costos es de 12.842 anuales, y (2) en el escenario dos, el optimista (Cuadro 10), la cantidad mínima de certificados de reducción de emisiones que garantiza el cubrimiento de los costos del proyecto es 5.207 por año.

Así, el Gobierno debería reactivar la estrategia que se mencionó anteriormente y trabajar en la unificación de las ZNI, por ejemplo, mediante una unidad administrativa, pues los resultados de participar en un proyecto de mecanismo de desarrollo limpio pueden ser muy satisfactorios, además, de unos ingresos adicionales que pueden ser un buen incentivo para los generadores involucrados.

## Conclusiones

El Estado de Colombia no ha desatendido las ZNI, teniendo en cuenta que desde la Ley 143 de 1994 se ha desarrollado una estructura institucional y organizacional que ha permitido impulsar proyectos para proveer energía eléctrica en estas zonas. Y se reconoce la existencia de entidades dedicadas exclusivamente a esta tarea, como el IPSE, y un fondo especial para la financiación de proyectos: el FAZNI, además de una red de apoyo compuesta por el FNR, el FIP, subsidios para reducir las tarifas finales, entre otros incentivos.

Sin embargo, hoy se viven situaciones como la de Chocó, que siendo el departamento donde se concentra el mayor porcentaje de municipios con ZNI (un 28,6%), tiene una precaria capacidad instalada (13,4% del total de la capacidad en las ZNI); superado por Amazonas, que cuenta con un 20,8% de la capacidad total y sólo concentra un 2,2% de municipios con ZNI.

Así mismo, Chocó, al igual que Caquetá, que es el tercer departamento con mayor número de municipios con ZNI, está entre los departamentos con costos de prestación

del servicio más altos del país, lo que refleja una debilidad institucional que parte de la incapacidad de los municipios para gestionar proyectos ante los fondos de financiación, así como un desaprovechamiento de las fuentes renovables de estas zonas.

La política estatal se ha concentrado en promover proyectos basados en combustibles fósiles —hasta el 2007 la generación en las ZNI estaba compuesta por 116 plantas diésel (un 96,3%) y sólo dos pequeñas centrales hidroeléctricas (un 3,7%)—, a pesar de que con la promulgación de la Ley 697 de 2001 (Ley URE) se declaró el uso racional y eficiente de la energía y de otras fuentes alternativas como un:

... asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales. (Artículo 1, Ley 697 de 2001)

A partir de allí se promovieron programas y subprogramas que buscaban, entre otras cosas, el desarrollo proyectos piloto en las ZNI y de investigación y desarrollo tecnológico de fuentes renovables en las ZNI, sin que hasta ahora se noten avances, pues las autoridades encargadas siguen considerando aquellos proyectos basados en diésel como los más viables.

Con la delegación del problema de la promoción de soluciones energéticas de las ZNI en

una sola institución centralizada y priorizando el uso de energías renovables se podría lograr mucho, desde eliminar los costos de transporte del combustible para las plantas generadoras, el riesgo que implica la volatilidad del precio del petróleo y la prestación parcial del servicio de energía (como pasa en la mayoría de las ZNI), hasta ganancias en preservación y protección del ambiente, al evitar la contaminación derivada de los combustibles fósiles y, aún más, oportunidades de explotar esta protección en el mercado internacional mediante opciones como el mecanismo de desarrollo limpio.

Respecto a la opción de mecanismo de desarrollo limpio, todo el trabajo que realizó la Oficina Colombiana de Cambio Climático entre 2000 y 2003 no se concretó en una política ni en acciones claras; en realidad, no se planteó una estrategia para impulsar un proyecto de mecanismo de desarrollo limpio, debido a diversos factores, como expectativas pesimistas del mercado, poca información sobre el comportamiento futuro de este y los altos costos que se pueden enfrentar al tratar de unir localidades para llevarlo a cabo.

En este proyecto de investigación se retomó esta posibilidad teniendo en cuenta las nuevas condiciones del mercado y la tendencia mundial a proteger cada vez más el medio ambiente y luchar contra el cambio climático, lo que hará cada vez más estrictas las restricciones de contaminación para los países y, por lo tanto, disparará la demanda de certificados de reducción de emisiones, y se concluye que no se requiere unir tantas localidades para obtener un proyecto rentable.

Finalmente se recomienda priorizar reformas institucionales que, como ocurre con la asignación de las regalías, aumenten la efectividad de los recursos públicos y el estudio de los incentivos correctos que se deben aplicar para fomentar la participación privada y la priorización de alternativas energéticas sostenibles.

## Agradecimientos

Los autores agradecen la participación de Carlos Andrés Vasco Correa, estudiante del programa de Economía de la Universidad de Antioquia. Las ideas aquí expresadas son responsabilidad de los autores.

## Lista de referencias

- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), (2003). Bases conceptuales para la regulación de la prestación del servicio de electricidad en las zonas no interconectadas. En *Documento CREG-073* (p. 98). Bogotá: autor.
- Decreto 257 (2004, 29 de enero). Estructura orgánica del IPSE. *Diario Oficial* (45.445).
- Decreto 2884 de 2001 (31 de diciembre). Reglamentación del FAZNI. *Diario Oficial* (44.663).
- Departamento Nacional de Planeación (DNP), (2008), *Regalías*. Recuperado el 10 de diciembre de 2008 de <http://www.dnp.gov.co/PortalWeb/Programas/Regal%C3%ADas/tabid/91/Default.aspx>.
- European Climate Exchange (2006). *Historical data ECX CFI futures contract*. Recuperado el 20 de diciembre de 2007, de <http://www.ecxeurope>.

com/uploads/documents/ECXCFIFuturesContract-HistoricData-19December2007.xls.

Hagler Bailly Services (2001). *Establecimiento de un plan estructural, institucional y financiero, que permita el establecimiento energético de las zonas no interconectadas con participación de las comunidades y el sector privado*. Bogotá: autor.

Ingeniería sin Fronteras (2007). *Programa andino de electrificación rural y acceso energías renovables*. Recuperado el 12 de abril de 2008, de <http://aragon.isf.es/jornadasAUSB/documentacion/doc11.pdf>.

Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE), (2007). *Cobertura IPSE en las ZNI*. Recuperado el 26 de junio de 2009, de <http://www.ipse.gov.co>.

Instituto Nacional de Estadísticas (INE), (2002). *Base de datos: Censo 2002*. Recuperado el 12 de abril de 2008, de [http://www.ine.cl/canales/base\\_datos/base\\_datos.php](http://www.ine.cl/canales/base_datos/base_datos.php).

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), (2006). *IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories*. Recuperado el 20 de diciembre de 2007, de [http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/0\\_Overview/V0\\_1\\_Overview.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/0_Overview/V0_1_Overview.pdf).

Ley 633 de 2000 (29 de diciembre). Por la cual se expiden las normas en materia tributaria, se dictan disposiciones sobre el tratamiento a los fondos obligatorios para la vivienda de interés social y se introducen normas para fortalecer las finanzas de la rama judicial. *Diario Oficial* (44.275).

Ley 855 de 2003 (18 de diciembre). Por la cual se definen las zonas no interconectadas. *Diario Oficial* (45.405).

Ministerio de Medio Ambiente e Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE) (2002). *Diagnóstico de emisiones de gases de efecto invernadero por suministro de energía en zonas no interconectadas*. Recuperado el 20 de diciembre de 2007, de [http://www.minambiente.gov.co/viceministerios/ambiente/mitigacion\\_cambio\\_climatico/documentos/Diagn%F3sticoZNI.pdf](http://www.minambiente.gov.co/viceministerios/ambiente/mitigacion_cambio_climatico/documentos/Diagn%F3sticoZNI.pdf).

— (IPSE), (2003). *Estrategia para la implementación del mecanismo de desarrollo limpio en zonas no interconectadas*. Recuperado el 20 de diciembre de 2007, de [http://www.minambiente.gov.co/viceministerios/ambiente/mitigacion\\_cambio\\_climatico/documentos/EstrategiaMDL-ZNI.pdf](http://www.minambiente.gov.co/viceministerios/ambiente/mitigacion_cambio_climatico/documentos/EstrategiaMDL-ZNI.pdf).

Ministerio de Medio Ambiente, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE) y Departamento Nacional de Planeación (DNP), (2006, 11 de diciembre). *Documento CONPES 3453: esquemas de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas*. Recuperado el 20 de diciembre de 2007, de [http://www.superservicios.gov.co/siteSSPD/documentos/documentos\\_pub/85\\_904.pdf](http://www.superservicios.gov.co/siteSSPD/documentos/documentos_pub/85_904.pdf).

Ministerio de Minas y Energía (2008a). *Programa Luz Para Todos*. Recuperado el 12 de abril de

- 2008, de [http://200.198.213.102/luzparatodos/Asp/o\\_programa.asp](http://200.198.213.102/luzparatodos/Asp/o_programa.asp).
- Ministerio de Minas y Energía (2008b). *Comunicado de prensa 106*. Recuperado el 6 de junio de 2008, de [http://www.minminas.gov.co/\\_05256b61000314c0.nsf/0/f0e0ca70b5407f68052574280077564d?OpenDocument&Hilight=2,fazni](http://www.minminas.gov.co/_05256b61000314c0.nsf/0/f0e0ca70b5407f68052574280077564d?OpenDocument&Hilight=2,fazni).
- (2008c). *Acuerdos de asignación de recursos*. Recuperado el 6 de junio de 2008, de [http://www.minminas.gov.co/minminas/sectores.nsf/pages/fazni\\_proyectos](http://www.minminas.gov.co/minminas/sectores.nsf/pages/fazni_proyectos).
- Ministerio de Minas y Energía, Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE), Fondo de Inversiones para la Paz, Departamento Nacional de Planeación (DNP) (2002, 31 de julio). *Documento CONPES 3192-Plan Colombia: alternativas energéticas en el Pacífico, la Orinoquía y la Amazonía*. Recuperado el 20 de diciembre de 2007, de [http://www.dnp.gov.co/archivos/documentos/Subdireccion\\_Conpes/3192.pdf](http://www.dnp.gov.co/archivos/documentos/Subdireccion_Conpes/3192.pdf).
- Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Hacienda y Crédito Público y Departamento de Planeación (DNP), (1999, 10 de noviembre). *Documento CONPES 3055-Estrategias y acciones para la energización en las ZNI*. Recuperado el 20 de diciembre de 2007, de <http://www.acolgen.org.co/mod/docs/docs/CONPES-3055-99.pdf>.
- (2001, 3 de abril). *Documento CONPES 3108: programa de energización para zonas no interconectadas*. Recuperado el 20 de diciembre de 2007, de <http://www.acolgen.org.co/mod/docs/docs/CONPES-3108-01.pdf>.
- Ministerio del Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (2002). *Plan de trabajo*. Recuperado el 20 de diciembre de 2007, de [http://www.minambiente.gov.co/viceministerios/ambiente/mitigacion\\_cambio\\_climatico/documentos/PlanTrabajoIPSE-Final.pdf](http://www.minambiente.gov.co/viceministerios/ambiente/mitigacion_cambio_climatico/documentos/PlanTrabajoIPSE-Final.pdf).
- Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Bogotá (2004). *Nota sectorial: el mercado de equipos para generación de energías renovables en Colombia*. Bogotá: autor.
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), (2001). Las transformaciones tecnológicas de hoy: la era de las redes. En *Informe sobre desarrollo humano* (pp. 29-65). Recuperado el 12 de abril de 2008, de [http://hdr.undp.org/en/media/hdr\\_2001\\_ch2\\_es.pdf](http://hdr.undp.org/en/media/hdr_2001_ch2_es.pdf)
- Resolución CREG 114 de 1996 (29 de noviembre). Por la cual se establece la metodología para el cálculo del costo de prestación del servicio de energía eléctrica y se definen las fórmulas tarifarias para las Zonas No Interconectadas (ZNI) del territorio nacional. *Diario Oficial* (42.929).
- Resolución MME 1555 de 2007 (2 de agosto). Transferencia de infraestructura eléctrica del Pisé en las ZNI al Estado y entes territoriales. *Diario Oficial* (46.708).
- Restrepo, P. P., Tobón, D. y Flórez, J. H. (2008). Institucionalidad en torno a los mercados de carbono y los mecanismos de flexibilización derivados del Protocolo de Kioto. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, 46, 46-57.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (2007). *Agenda ciudadana nacional sobre servicios públicos domiciliarios de energía en*

*las zonas no interconectadas del país.* Bogotá: autor.

Valle, C. and La Rovere, E. (2003). *Clean Development Mechanism (CDM) and sustainable energy supply in Latin América.* Recuperado el 12 de abril de 2008, de [http://www.ises.org/cdm/workshop/docs/Brazil\\_C\\_DoValle.pdf](http://www.ises.org/cdm/workshop/docs/Brazil_C_DoValle.pdf).

