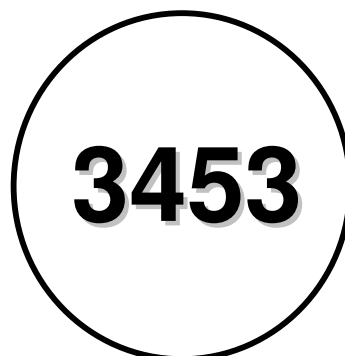


Documento

Conpes



Consejo Nacional de Política Económica y Social
República de Colombia
Departamento Nacional de Planeación

**Esquemas de Gestión para la Prestación del Servicio de Energía
Eléctrica en las Zonas No Interconectadas**

Ministerio de Minas y Energía
Ministerio de Hacienda y Crédito Público
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas
DNP: DIES

Versión aprobada

Bogotá, D.C., 11 de diciembre de 2006

TABLA DE CONTENIDO

I.	ANTECEDENTES	3
II.	LINEAMIENTOS DE POLÍTICA	6
A.	Esquema regulatorio	6
B.	Esquema de subsidios y contribuciones	7
C.	Esquema de gestión	8
D.	Esquema institucional	9
E.	Esquema financiero	11
III.	LOS PRIMEROS PROYECTOS	11
A.	Leticia	11
B.	San Andrés, Providencia y Santa Catalina	14
C.	Puerto Carreño	18
IV.	RECOMENDACIONES	19

Este documento somete a consideración del Consejo Nación de Política Económica y Social – Conpes – una política para el establecimiento de esquemas de gestión eficiente para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas – ZNI.

I. ANTECEDENTES

Las ZNI están conformadas por poblaciones aisladas geográficamente: la Orinoquía, la Amazonía, el andén del Litoral Pacífico, San Andrés, Providencia y Santa Catalina y otras localidades de difícil conexión al Sistema Interconectado Nacional. Estas zonas corresponden al 66% del territorio nacional y son habitadas por alrededor de 1,800,000 personas, ubicadas en 1,199 localidades. La cobertura del servicio de energía eléctrica es del 34% en estas áreas y el servicio depende en un 96% de plantas térmicas que utilizan combustibles fósiles y el restante utiliza recursos renovables¹.

La prestación del servicio en las ZNI se ha caracterizado por: i) bajas coberturas; ii) altos costos; iii) deficiente gestión en el servicio por parte de las empresas de servicios públicos, municipios y gobernaciones; iv) carencia de adecuados mecanismos de inspección, vigilancia y control; v) constante asistencia de la Nación, con recursos para mantenimiento, reposición de la infraestructura eléctrica, abastecimiento de los combustibles fósiles e inversión para la expansión del servicio (ver Tabla No 1); y vi) dificultad para hacerle seguimiento a los subsidios.

Tabla No. 1

Recursos de la Nación destinados a la prestación del servicio en las ZNI. 2003 – 2006²

Entidad	Descripción	2003	2004	2005	2006
IPSE	Mantenimiento de activos propios en ZNI	10.051	9.324	213	0
	Operación comercial deficitaria (costo - facturación + cartera difícil gestión)	5.747	6.552	11.926	12.348
MME - IPSE	Subsidios al usuario por Ley 142	22.560	20.000	22.500	23.500
MME - FAZNI	Reposiciones y rehabilitaciones	5.200	8.600	8.700	1.300
ECOPEL	Menor ingreso al productor de combustible	4.231	4.059	2.489	1.138
ECOPEL	Menor costo transferido combustible Leticia	3.400	3.400	5.800	3.400
NACIÓN - MHCP	Impuesto global no reconocido en estructura de costos de combustible utilizado para generación eléctrica	2.505	3.166	3.213	3.058
Total		53.695	55.101	54.842	44.744

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

¹ Cifras por confirmar teniendo en cuenta los resultados del Censo General 2005. Estas cifras no incluyen al Departamento de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

² Cifras en pesos corrientes. Estas cifras no incluyen al Departamento de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

El Gobierno Nacional, con el fin de viabilizar a largo plazo la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI, adelantó dos estrategias: i) definición de un Programa de Energización de las ZNI (Documento Conpes 3108 de 2001); y ii) creación de una fuente de recursos para la implementación de soluciones energéticas en las ZNI (FAZNI).

En el año 2002 el Gobierno Nacional inició la implementación de las recomendaciones de política planteadas en el Documento Conpes 3108, cuya propuesta principal era la promoción de la participación de operadores e inversionistas estratégicos en la prestación del servicio. Estos procesos no pudieron ser materializados debido a: i) el esquema tarifario vigente para las ZNI no reconoce adecuadamente todos los costos de prestación del servicio en estas zonas, de modo que permita a un prestador del servicio recuperar sus costos y obtener una rentabilidad aceptable³; ii) los límites legales a los subsidios son insuficientes para cubrir los costos eficientes de la prestación del servicio, frente a la baja capacidad de pago de la población de las ZNI⁴; y iii) la carencia de un sistema de información para un eficaz monitoreo de la gestión técnica, financiera y administrativa de los prestadores del servicio.

Con el objetivo de asegurar la continuidad en la prestación del servicio, en el año 2004 el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas – IPSE – inició una estrategia consistente en asumir los parques de generación de su propiedad a través de convenios con operadores públicos calificados (Gensa y Cedenar), principalmente en los mercados concentrados, como las capitales de los departamentos de las ZNI (Leticia, Mitú, Puerto Carreño e Inírida, entre otros). Con esto se logró en el corto plazo el mejoramiento de la calidad del servicio, la disminución de los costos de su prestación, la racionalización del uso de los combustibles utilizados para la generación (Ver Gráfica No. 1), el aumento de las horas de energía (Ver Gráfica No. 2) y la adquisición de información técnica y económica de las ZNI⁵. Sin embargo, mantener este esquema no permite que el IPSE se enfoque en sus funciones principales y no incentiva a la mejora estructural del servicio por parte de los operadores.

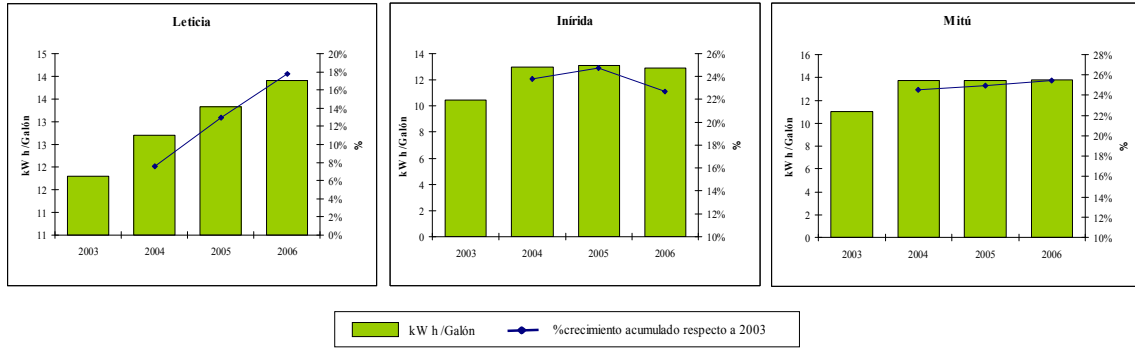
³ El esquema tarifario no contempla los altos costos que se derivan de prestar el servicio en estas zonas.

⁴ El esquema de subsidios es idéntico al del Sistema Interconectado Nacional, el cual no contempla que la capacidad de pago de la población en la mayoría de estas zonas es menor y los costos para la prestación del servicio son mayores.

⁵ También se destacan los esfuerzos de la SSPD, que a través del Sistema Único de Información – SUI, ha recopilado información reportada por los prestadores del servicio en las ZNI.

Gráfica No. 1

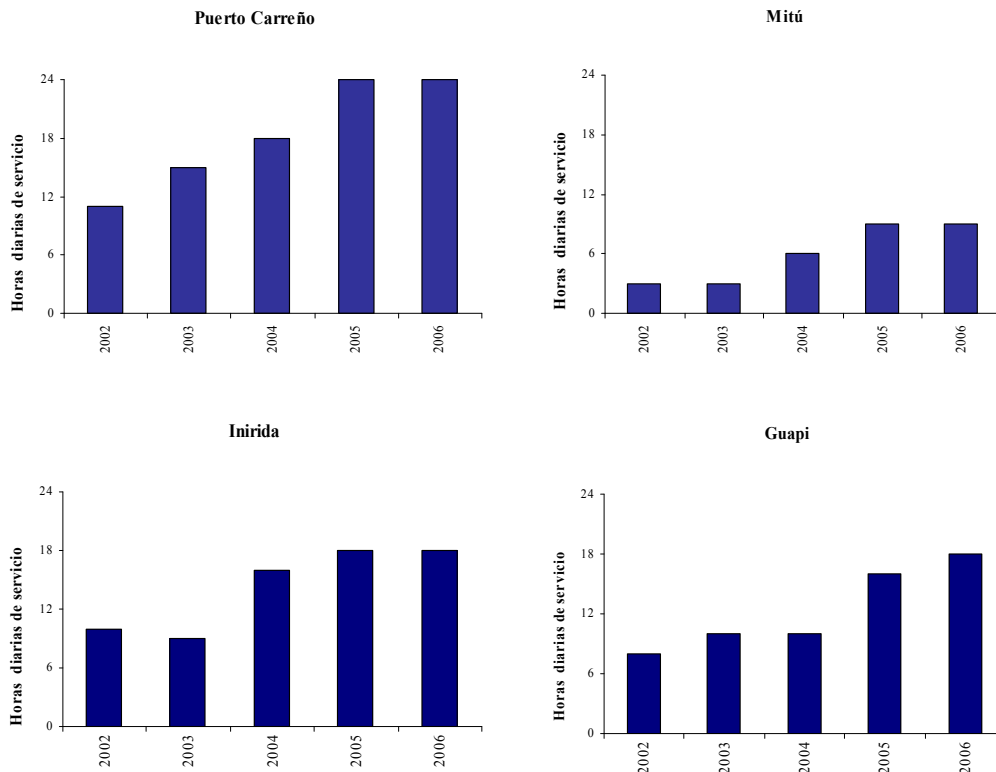
Eficiencia en el uso de combustibles para generación eléctrica en las ZNI



Fuente: IPSE

Gráfica No. 2

Horas de prestación del servicio en las ZNI



Fuente: IPSE

Por otra parte, el IPSE está implementando el Centro Nacional de Monitoreo – CNM – con el fin de disponer de la información pertinente para realizar un seguimiento a los prestadores del servicio en estas zonas. Adicionalmente, por medio de la Ley 1099 de 2006 el Congreso estableció que parte de los recursos del FAZNI pueden ser utilizados para el reembolso parcial o total de los costos de preinversión de aquellos proyectos aprobados para financiación, lo que incentivará la óptima preparación de los proyectos.

II. LINEAMIENTOS DE POLÍTICA

Teniendo en cuenta los antecedentes descritos, se recomienda al Ministerio de Minas que, en coordinación con el IPSE y el Departamento Nacional de Planeación – DNP, diseñe e implemente un esquema de gestión que permita que gestores calificados presten el servicio de energía eléctrica con los suficientes incentivos para que logren: i) aumentar la cobertura del servicio en las ZNI; ii) mejorar la calidad y aumentar las horas de servicio; iii) reemplazar la generación que utiliza combustibles fósiles por tecnologías basadas en energías renovables, donde sea posible; iv) prestar el servicio a costos eficientes; y v) utilizar mecanismos para el uso racional de la energía. La remuneración de estos operadores sería una función de sus resultados en los logros descritos. Para estos efectos se recomienda evaluar posibles cambios en el esquema regulatorio, de subsidios y contribuciones e institucionales que rigen las ZNI.

A. Esquema regulatorio

Se recomienda a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG – diseñar un esquema tarifario para las ZNI, con una metodología de actualización simple y verificable, que considere: i) los costos reales de la generación de energía eléctrica con los diferentes tipos de tecnologías que el IPSE recomiende utilizar en cada localidad o zona⁶; ii) los costos de administración, operación, mantenimiento y reposición de redes según las características particulares de las zonas; iii) rentabilidades coherentes con los riesgos inherentes a la gestión de un servicio de energía eléctrica en estas zonas; iv) las características demográficas de las diferentes localidades; y v) el costo de mantener el CNM como una unidad independiente para el sector.

⁶ Estos valores podrían considerar los costos de un margen de seguridad, entendido como capacidad de generación adicional de energía eléctrica que permita absorber aumentos en la demanda o reemplazar la salida temporal de otras plantas de generación.

Con estos elementos, el regulador reflejaría un costo unitario máximo que podría ser utilizado como una referencia para los procesos de selección de los gestores. Sin embargo, el gestor seleccionado fijaría el costo unitario de prestación del servicio, al determinar la tecnología que implementaría y diseñar su plan de negocios.

B. Esquema de subsidios y contribuciones

Ante la baja capacidad de pago de los usuarios y los altos costos que puede alcanzar la prestación del servicio en las ZNI, el cierre financiero del esquema sólo se puede lograr con un subsidio por la diferencia entre el costo real de la prestación del servicio y el valor que puedan pagar los usuarios. Por lo tanto, la presente estrategia contempla avanzar en las gestiones para lograr un cambio normativo que permita expandir o eliminar los límites al porcentaje de subsidios que se puede otorgar sobre la tarifa y a los usuarios a los que puede aplicarse. Los subsidios se otorgarían teniendo en cuenta las necesidades propias de cada localidad, la capacidad de pago de los usuarios y la necesidad de promover un programa de uso racional y eficiente de la energía.

Sobre la base de estas reformas normativas se recomienda diseñar un nuevo esquema de subsidios explícitos para las ZNI que: i) tenga en cuenta los costos de prestación del servicio en estas zonas, en la medida de las necesidades propias de cada localidad⁷; ii) considere la capacidad de pago de los habitantes; iii) permita que las tarifas pagadas por los usuarios de las ZNI converjan gradualmente a las tarifas promedio pagadas por los usuarios del Sistema Interconectado Nacional; y iv) permita cubrir los costos de la prestación del servicio, los cuales están siendo cubiertos parcialmente por el Ministerio de Minas y Energía a través del FAZNI, por el IPSE y por empresas estatales como Ecopetrol S.A.⁸

Con esta medida implementada se podrían eliminar gradualmente los subsidios implícitos a los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica, los cuales son asumidos por Ecopetrol S.A. En este sentido, se recomienda al Ministerio de Minas y Energía que en coordinación con Ecopetrol S.A. diseñe e implemente una senda de desmonte gradual de estos subsidios. Esta senda no podrá finalizar con posterioridad a junio de 2009.

⁷ La cantidad mínima de horas de servicio varía según el número de usuarios y vocación productiva de la localidad.

⁸ Menor valor comercial de los combustibles utilizados en estas zonas como fuente de generación de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta lo anterior, se recomienda al Ministerio de Minas y Energía que, en coordinación con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el DNP, identifique las fuentes de financiación del nuevo esquema de subsidios explícitos. Para esto se recomienda evaluar, entre otros, la posible utilización de recursos de los siguientes rubros del presupuesto de inversión del Ministerio de Minas y Energía: “subsidio al precio interno de la gasolina motor corriente y combustibles diesel”, en la medida que el comportamiento de los precios del crudo lo haga posible, y “distribución de recursos para pagos por menores tarifas sector eléctrico – distribución”.

En caso de adoptarse el esquema de subsidios propuesto, los subsidios explícitos que se deberían apropiarse en el Presupuesto General de la Nación para las ZNI⁹ ascenderían a alrededor de \$45 mil millones, bajo las actuales condiciones técnicas de prestación del servicio en estas zonas. En un escenario de desmonte de los subsidios implícitos al combustible utilizado para la generación eléctrica, dicho monto se elevaría a cerca de \$57 mil millones¹⁰.

C. Esquema de gestión

Una vez se cuente con las reformas en los esquemas regulatorio y de subsidios y contribuciones se tendrían suficientes elementos para convocar a operadores calificados a prestar el servicio de energía eléctrica en las ZNI, asumiendo riesgos de gestión y/o inversión. En este sentido, se recomienda al Ministerio de Minas y Energía que estructure esquemas de selección y mecanismos legales de contratación de gestores calificados, que incorporen incentivos para: i) una prestación del servicio con costos de eficiencia; ii) un aumento en la calidad y cobertura del mismo; y iii) el reemplazo de combustibles fósiles por otras fuentes de energía, donde sea posible.

Los esquemas contractuales que se utilicen para vincular a los operadores podrían variar dependiendo de: i) las características de la prestación del servicio en cada región o localidad donde se vaya a implementar el modelo; ii) la presencia y condición de los actuales prestadores del servicio; y iii) la propiedad de los activos. Se recomienda implementar diferentes esquemas contractuales para vincular a los operadores calificados, teniendo en cuenta los diferentes instrumentos definidos por la ley¹¹ y las características particulares de cada situación.

⁹ Excluyendo a San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

¹⁰ Cifras estimadas con base en información del Ministerio de Minas y Energía.

¹¹ Capítulo II. Contratos Especiales para la Gestión de los Servicios Públicos, de la Ley 142 de 1994 y Capítulo XI. Del Contrato de Concesión, de la Ley 143 de 1994.

Para la selección de los operadores se recomienda tener en cuenta criterios como: i) menores aportes del Estado requeridos por los proponentes; ii) menor costo unitario ofrecido; y iii) implementación de otras fuentes de energía donde sea posible; para esto, se recomienda encargar al IPSE el desarrollo de estudios técnicos que, considerando las externalidades positivas generadas, permitan determinar una ponderación objetiva para incentivar su uso a través de los concursos de selección de operadores. En todo caso, se recomienda evaluar la conveniencia de que el Estado pueda diseñar esquemas de contratación directa con entidades comunitarias y/o solidarias de la región o empresas públicas, siempre que cuenten con la capacidad técnica para prestar el servicio, en aquellas localidades que por su tamaño reducido o condiciones particulares no resultan atractivas para un gestor privado.

En cuanto a la vinculación de gestores, se recomienda dar prioridad a las zonas en donde se requiera de nuevos operadores para garantizar la continuidad del servicio y donde el IPSE ha obtenido información a través de los contratos de administración existentes. Adicionalmente, se recomienda dar prioridad al Departamento de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, en donde la SSPD está adelantando un proceso de intervención. Para las zonas en las que se tienen situaciones críticas en la prestación del servicio, se sugiere diseñar esquemas de transición que permitan sanear las dificultades actuales. Uno de los posibles esquemas de transición que pueden ser evaluados consiste en encargar temporalmente a una empresa pública de la prestación del servicio, mientras se diseña un mecanismo más apropiado que permita contratar, mediante concurso, un operador calificado que se encargue del servicio en el mediano y largo plazo.

En este orden de ideas, las primeras zonas o localidades en donde se recomienda implementar estos esquemas son Leticia, San Andrés, Providencia y Santa Catalina, Puerto Carreño, Mitú, Inírida, Guapi, Bahía Solano y Acandí.

D. Esquema institucional

Para la puesta en marcha del modelo propuesto se requiere del fortalecimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica presentes en las ZNI. Por esta razón, es conveniente promover la consolidación de empresas regionales responsables del servicio de energía eléctrica, procurando una reducción en el número de prestadores del servicio en la ZNI. Para estos efectos, se recomienda al Ministerio de Minas y Energía que, en coordinación con la SSPD, el IPSE y el Programa de Renovación de la Administración Pública – PRAP, establezca los criterios para

priorizar las zonas del país en donde se deba promover la consolidación mencionada y defina los mecanismos a implementar en cada una de esas zonas. Así mismo, se recomienda al Ministerio de Minas y Energía que, en coordinación con las entidades mencionadas, adopte las medidas definidas en dos zonas priorizadas, como pilotos que podrían ser replicados posteriormente.

Adicionalmente, se recomienda al Ministerio de Minas y Energía que evalúe la conveniencia de: i) capitalizar los activos de la Nación en las ZNI en las empresas públicas que se consoliden en las regiones; y ii) impulsar la contratación de los gestores calificados a través de las empresas regionales.

Por otra parte, para la implementación del modelo propuesto se requiere de una estrecha coordinación entre las instituciones del sector. En este sentido, se recomienda a la UPME que continúe desarrollando el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2006 – 2010.

Así mismo, se recomienda al IPSE encargarse de las siguientes actividades, de acuerdo con sus objetivos misionales: i) desarrollar un programa de aumento de cobertura en las ZNI, teniendo en cuenta el potencial energético de las diferentes zonas; ii) desarrollar proyectos piloto de generación eléctrica, dando prioridad al uso de fuentes no convencionales de energía y buscando replicar dichas soluciones a otras áreas de las ZNI; iii) coordinar la ejecución de recursos provenientes de cooperación internacional, orientándolos al desarrollo de proyectos de energías alternativas; iv) implementar un programa de uso racional de energía eléctrica en las ZNI; v) conjuntamente con el Ministerio de Minas y Energía y las administraciones locales, proponer el diseño de estructuras empresariales para las zonas; vi) evaluar y diseñar la infraestructura necesaria para el monitoreo de la información energética de las ZNI; y vii) coordinar el manejo de la información proveniente del CNM y soportar con ella los procesos de supervisión de los esquemas de gestión que se pongan en marcha.

Por otra parte, se recomienda a la SSPD que continúe adelantando sus labores de inspección, vigilancia y control de la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI, teniendo en cuenta además las políticas planteadas en este documento.

E. Esquema financiero

Para la implementación de los diferentes esquemas de gestión, el Ministerio de Minas y Energía podrá hacer uso de recursos tales como: i) el FAZNI; ii) el Fondo Nacional de Regalías¹²; iii) tarifas pagadas por los usuarios; iv) contrapartidas de las entidades territoriales; y v) recursos del Presupuesto General de la Nación destinados a cubrir subsidios por menores tarifas y financiar la operación comercial y el mantenimiento de la infraestructura eléctrica en las ZNI.

III. LOS PRIMEROS PROYECTOS

Teniendo en cuenta que: i) en Leticia y en el Departamento de San Andrés, Providencia y Santa Catalina la prestación del servicio de energía eléctrica presenta condiciones críticas; ii) el IPSE y la SSPD han obtenido información relevante de estas zonas; y iii) es preciso adoptar medidas de corto plazo que garanticen la continuidad del servicio en estas localidades, se recomienda implementar esquemas transitorios de gestión en estas zonas, mientras se estructuran e implementan esquemas de gestión eficiente, con un horizonte de mediano y largo plazo.

Por otra parte, dado que a través del IPSE se ha avanzado en la consolidación de una solución energética para Puerto Carreño y que no se prevé la necesidad de que el IPSE adelante nuevas gestiones orientadas a asegurar la continuidad del servicio en esta zona, se recomienda implementar un esquema de gestión de mediano y largo plazo, que permita la prestación eficiente y sostenible del servicio de energía eléctrica en esta zona.

A. Leticia

▪ *Distribución y comercialización:*

La Empresa de Energía del Amazonas S.A. E.S.P. – EEASA – presta los servicios de distribución y comercialización en Leticia y Puerto Nariño. Esta empresa entró en causal de disolución a partir del 17 de marzo de 2006, de acuerdo con el numeral segundo del artículo 457 del Código de Comercio¹³, toda vez que a diciembre 31 de 2005 sufrió una disminución del 63.19% en

¹² Recursos a los que hace referencia el artículo 1 parágrafo 1 de la Ley 141 de 1994, modificado por el artículo 37 de la Ley 756 de 2002.

¹³ Artículo 457, numeral 2. “Cuando ocurran pérdidas que reduzcan el patrimonio neto por debajo del cincuenta por ciento del capital suscrito”.

su patrimonio neto, llegando a \$4,590.6 millones, esto es 40% del capital suscrito y pagado. La empresa tiene pasivos por \$6,000 millones con el IPSE por compra de energía y por \$7,000 millones con el Ministerio de Minas y Energía por concepto de una conciliación en los subsidios por menor tarifa. De igual manera la empresa cuenta con un lote.

Con el fin de enervar la causal de disolución y resolver de manera estructural los problemas de viabilidad de la empresa, EEASA contrató un asesor financiero y legal para analizar posibles soluciones de viabilidad. De acuerdo con los análisis realizados por el asesor, con las condiciones actuales de liquidez de la empresa y la incertidumbre en el esquema tarifario y en los costos de combustible, no es viable convocar a un operador calificado a adquirir los activos de EEASA a través de un proceso de liquidación y posteriormente a prestar el servicio, dada la dificultad para prever los costos de operación y la falta de certeza sobre un retorno a la inversión.

Por lo tanto, con base en las recomendaciones del asesor, se propone un esquema alternativo en el cual: i) la Nación mantenga su propiedad en la empresa, de tal forma que ésta pueda respetar los principios establecidos en el Acuerdo de Pago suscrito con el Ministerio de Minas y Energía – Fondo de Solidaridad; ii) se ofrezca un plan de retiro voluntario al 100% del personal con el fin de darle viabilidad operativa a la empresa; iii) se soliciten ante el FAZNI recursos para preinversión e inversión en remodelación de redes; y iv) se contrate transitoriamente a un operador calificado que se dedique a la gestión del servicio tanto en Leticia como en los corregimientos cercanos y que tenga una remuneración en función de sus resultados. El contrato incorporaría evaluaciones anuales de indicadores de gestión y podría terminarse si el operador llegase a incumplir con las metas pactadas, caso en el cual se seleccionaría un nuevo gestor de acuerdo con los lineamientos de este documento.

De acuerdo con los análisis del asesor, para implementar el esquema descrito se requiere que EEASA cuente de inmediato con los recursos suficientes para financiar el plan de retiro por mutuo acuerdo. Esto se puede lograr si el IPSE acepta activos de la EEASA diferentes a caja como canje de deuda y capitaliza suficiente deuda con el fin de viabilizar el esquema propuesto. De igual manera, se requiere la voluntad política del sindicato para llevar a cabo este proceso, con el fin de que no quede personal sin retirar, lo cual haría inviable el esquema. Finalmente, de acuerdo con los análisis del asesor, es necesario que el operador calificado que entre a operar: i) cuente con experiencia en la prestación del servicio de energía eléctrica en la zona; ii) cuente con un esquema

empresarial que vincule al sindicato y/o trabajadores de la EEASA que se acojan al plan de retiro por mutuo acuerdo; y iii) sea remunerado según su gestión.

▪ *Generación:*

Los activos de generación eléctrica en Leticia son de propiedad del IPSE y hasta octubre de 2004 venían siendo operados por la EEASA. A raíz de reiteradas deficiencias en la prestación del servicio y por la falta de mantenimiento a las unidades de generación, el IPSE, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, emprendió una política de separación de los parques de generación en manos de agentes locales, asignándole su operación a empresas de carácter estatal. Esta política, que incluyó a Leticia, llevó al IPSE a contratar la operación de las unidades con un operador público calificado. Desde entonces la eficiencia del parque, en términos de kilovatio hora producido por galón, aumentó en un 15%. De igual manera se redujeron las interrupciones y se mejoró la calidad del servicio.

Sin embargo, este esquema exige que el IPSE: i) destine cuantiosos recursos para la administración, operación y mantenimiento de las unidades; ii) sea el prestador directo del servicio, lo cual lo desenfoca de su misión de promoción de soluciones energéticas; y iii) no pueda dar cumplimiento a lo establecido en el Decreto 257 de 2004 que establece que el IPSE debe trasladar los activos de su propiedad en las ZNI a más tardar el 31 de diciembre de 2006.

Por lo tanto, es conveniente avanzar en un esquema en que con recursos del FAZNI se realicen las inversiones necesarias para mejorar el parque de generación en la zona y que el IPSE pueda trasladar estos activos al Ministerio de Minas y Energía. Entre tanto, se recomienda al Ministerio de Minas y Energía que diseñe un esquema para vincular a un operador calificado a la operación de dichos activos, ofreciéndole incentivos suficientes para que realice toda la gestión pertinente a la generación de energía eléctrica en la zona. En este sentido, se recomienda implementar este esquema durante el primer semestre de 2007.

Bajo las actuales condiciones de prestación del servicio en Leticia y bajo un escenario de desmonte de los subsidios implícitos al combustible utilizado para la generación eléctrica, los

subsidios explícitos que se deberían apropiarse en el Presupuesto General de la Nación para Leticia y las zonas aledañas ascenderían a alrededor de \$8,300 millones¹⁴.

B. San Andrés, Providencia y Santa Catalina

▪ *Antecedentes*

Archipelago's Power and Light Co. S.A. E.S.P. en Liquidación – APL – es una empresa de servicios públicos domiciliarios mixta, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, a cargo de los servicios públicos de distribución y comercialización de energía eléctrica en el Departamento de San Andrés, Providencia y Santa Catalina. Esta empresa fue tomada en posesión por la SSPD con fines de administración en el año 2000, por encontrarse incurso en las causales previstas en el artículo 59 de la Ley 142 de 1994¹⁵.

Debido a un déficit estructural de caja y a los altos costos laborales y administrativos originados en una convención colectiva onerosa y un factor prestacional de 3.34 veces el salario nominal, mediante Resolución SSPD3115 del 20 de abril de 2006, la SSPD ordenó la liquidación de la empresa. Para garantizar la continuidad en la prestación del servicio, APL en Liquidación suscribió un contrato transitorio de arrendamiento de su infraestructura eléctrica con una empresa de servicios públicos domiciliarios, mientras se pone en ejecución una solución de largo plazo que garantice el suministro de energía en el Departamento.

La actividad de generación es llevada a cabo por Corelca, la cual mantiene un Acuerdo de Compra de Energía (PPA¹⁶) con la Sociedad Productora de Energía de San Andrés – SOPESA, a través de un contrato BOOT¹⁷. Este contrato tiene vigencia hasta abril de 2010.

De acuerdo con los análisis realizados por la SSPD, el siguiente diagnóstico describe la situación de APL durante los últimos años:

¹⁴ Cifras estimadas con base en información del Ministerio de Minas y Energía.

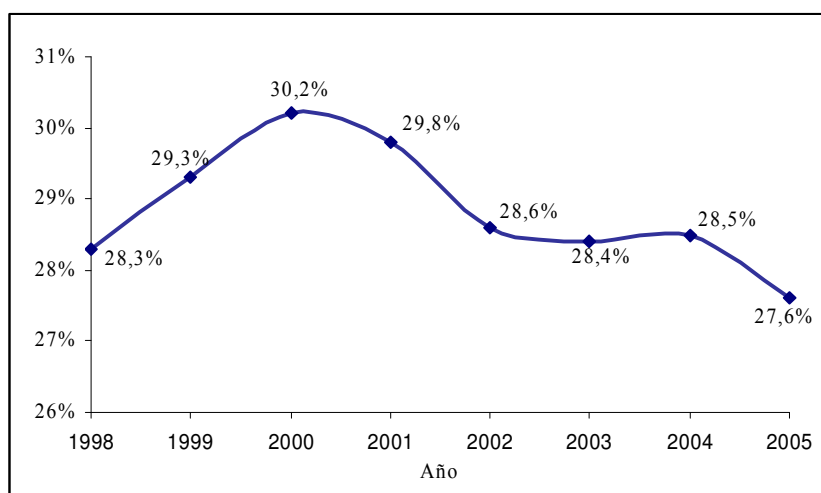
¹⁵ En el transcurso del proceso de intervención, la SSPD selecciona y designa a un Agente Especial y posteriormente efectúa un seguimiento a la gestión de este agente, el cual está orientado a preservar la continua y adecuada prestación del servicio, dentro de las limitaciones financieras, operativas, técnicas y laborales de la intervenida. De manera simultánea, la SSPD lidera y coordina el proceso de identificación y puesta en marcha de las posibles soluciones de largo plazo.

¹⁶ Por sus siglas en inglés: Power Purchase Agreement.

¹⁷ Por sus siglas en inglés: Built–Operate–Own–Transfer.

1. Alto nivel de pérdidas (Ver Gráfica No. 3), el cual se origina en: i) elevado número de asentamientos urbanos subnormales; y ii) carencia de recursos para realizar inversiones orientadas a disminuir las pérdidas técnicas y comerciales.

Gráfica No. 3
Índice de pérdidas



Fuente: SSPD

Existen limitaciones para la reducción de pérdidas, en tanto estos asentamientos se encuentran localizados en zonas de reserva forestal, de acuerdo con la definición aprobada según el POT, lo cual impide su legalización y normalización.

2. APL presentó un flujo de caja insuficiente, lo cual dio lugar a un deterioro de sus estados financieros. En la Tabla No. 2 se muestra la estructura de ingresos y costos de la empresa con base en los resultados de 2005.

Tabla No. 2
Estructura de ingresos y gastos de APL en 2005

Actividad	\$/kWh	Ingresos y Costos 2005 (millones de \$)*
Generación		
Costo Disponibilidad y Lubricantes	121,7	19.495
Costo Combustible	196,39	31.461
Total Costo de Generación	318,09	50.956
Tarifa Generación	204,32	32.731
Déficit Generación (1)	113,77	18.225
Distribución y Comercialización		
Costo eficiente Distribución	82,24	13.174
Tarifa Distribución y Comercialización	59,95	9.603
Déficit Comercialización (2)	22,29	3.571
Total Déficit (1) + (2)	136,06	21.796
Cobertura actual del déficit:		
Subsidio Ecopetrol (40% del valor del combustible)	78,56	12.584
Cuenta por pagar a Corelca	57,5	9.211
Total	136,06	21.796

* Demanda de 160 GWh

Fuente: SSPD

3. Tal como se presenta en la Tabla No. 3, la deuda con Corelca por suministro de energía correspondía al 91.4% de los pasivos totales de la empresa a 2005, pasivo que presentó un aumento de \$59,500 millones en un período de seis años.

Tabla No. 3
Resumen Financiero de APL (Cifras en pesos constantes de 2005)

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Activos	34.324	31.535	26.542	24.221	22.013	29.987
Pasivos	32.249	39.883	44.954	56.552	69.341	94.759
Deuda Corelca	27.129	35.032	40.448	50.128	62.592	86.629
Patrimonio	2.074	-8.348	-18.412	-32.332	-47.328	-64.771
Utilidad (pérdida) neta	-10.758	-10.288	-10.890	-15.068	-15.987	-18.402

Fuente: SSPD

Teniendo en cuenta lo anterior, se recomienda adelantar el siguiente plan de acción:

- *Solución propuesta:*

- *Creación de un nuevo prestador del servicio*

Se recomienda crear una nueva empresa con participación de la Nación, el Departamento de San Andrés, Providencia y Santa Catalina y el Municipio de Providencia, que tenga por objeto la prestación de los servicios de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica.

Como transición hacia un esquema de gestión de mediano y largo plazo, se recomienda a la SSPD y al Ministerio de Minas y Energía que en el corto plazo y en el marco de sus competencias, adelanten las gestiones orientadas a garantizar la continuidad en la prestación de los servicios de distribución y comercialización. Posteriormente, una vez finalice el contrato BOOT con SOPESA, se recomienda vincular un operador calificado que se haga responsable de la prestación de los servicios de generación, distribución y comercialización en el mediano y largo plazo. Para esto, se recomienda al Ministerio de Minas y Energía que a más tardar en el año 2009 inicie un concurso de selección del operador calificado. Adicionalmente, se recomienda al IPSE que con anterioridad a la apertura del concurso mencionado evalúe el potencial energético de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

- *Reducción de pérdidas*

Como estrategia para reducir las pérdidas en el sistema, se recomienda al Ministerio de Minas y Energía y a la SSPD que soliciten a la Gobernación que lleve a cabo una revisión del POT, de manera que sea posible legalizar y normalizar los asentamientos que se encuentran localizados en zonas de reserva forestal. Adicionalmente, es necesario que en el corto plazo se lleve a cabo un programa de normalización del servicio prestado a los usuarios de las áreas que puedan ser legalizadas como consecuencia de las eventuales modificaciones del POT.

De acuerdo con el plan de inversiones elaborado por asesores de la SSPD, se requieren inversiones por \$12,500 millones para reducción de pérdidas. En este sentido, se recomienda que la nueva empresa presente el proyecto de inversión para solicitud de recursos ante el FAZNI.

- *Esquema de tarifas y subsidios*

Para el adecuado funcionamiento de la alternativa propuesta será necesario contar con los nuevos esquemas regulatorios y de subsidios y contribuciones planteados en este documento.

Además, teniendo en cuenta las condiciones particulares del archipiélago, se recomienda adoptar las siguientes medidas en relación con las tarifas y los subsidios de esta zona.

Por una parte, se recomienda ajustar gradualmente las tarifas que actualmente pagan los usuarios del archipiélago para que en el lapso tres años estas tarifas sean equivalentes a las tarifas más altas del Sistema Interconectado Nacional, en su respectivo estrato. Para ello se recomienda al Ministerio de Minas y Energía que una vez se cuente con las reformas normativas y regulatorias propuestas, implemente una senda de subsidios, de forma que la tarifa que paguen los usuarios del archipiélago se ajuste gradualmente. Igualmente, se recomienda al Ministerio de Minas y Energía que analice la posibilidad de reducir en un mayor grado el subsidio correspondiente a los usuarios no residenciales del archipiélago.

Adicionalmente, dado que el esquema tarifario vigente no reconoce los márgenes de seguridad en capacidad de generación, se recomienda que durante el año 2007 Corelca asuma los costos asociados al margen de seguridad en generación con el que se cuenta para San Andrés, Providencia y Santa Catalina. Bajo las actuales condiciones de prestación del servicio y bajo un escenario de desmonte de los subsidios implícitos al combustible utilizado para la generación eléctrica, los subsidios explícitos que se deberían apropiarse en el Presupuesto General de la Nación para San Andrés, Providencia y Santa Catalina ascenderían a alrededor de \$63,000 millones¹⁸.

C. Puerto Carreño

▪ *Antecedentes:*

En julio de 2004 se llevó a cabo la interconexión eléctrica de Puerto Nuevo y Puerto Páez en Venezuela con Puerto Carreño en Colombia. Esta interconexión ha permitido la prestación continua del servicio de energía eléctrica en este municipio. Los activos de esta interconexión están siendo operados por el IPSE a través de un contrato de operación con GENSA. Sin embargo, al igual que en el caso de Leticia, este esquema exige recursos del IPSE, lo desenfoca de su actividad misional y no le permiten cumplir cabalmente la normatividad que obliga a transferir los activos del IPSE antes de finalizar el año 2006.

¹⁸ Fuente: SSPD y Ministerio de Minas y Energía.

- *Interconexión:*

Teniendo en cuenta los antecedentes mencionados, es conveniente avanzar en un esquema en que el IPSE pueda trasladar estos activos al Ministerio de Minas y Energía. Entre tanto, se recomienda al Ministerio de Minas y Energía que diseñe un esquema para vincular a un gestor calificado que asegure la operación de dichos activos en el corto, mediano y largo plazo, y que cuente con suficientes incentivos para realizar la gestión pertinente a la transmisión de energía eléctrica en la zona, incluyendo la presentación de los proyectos de inversión ante el FAZNI.

IV. RECOMENDACIONES

Con base en lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas y el Departamento Nacional de Planeación recomiendan al Conpes:

1. Solicitar a la CREG que en el término de un año diseñe un esquema tarifario apropiado para las ZNI, que contemple: i) los costos reales de la generación de energía eléctrica en las ZNI; ii) los costos de administración, operación, mantenimiento y reposición de redes según las características particulares de las zonas; iii) rentabilidades coherentes con los riesgos inherentes a la gestión de un servicio de energía eléctrica en estas zonas; iv) las características demográficas de las diferentes localidades; y v) el costo de mantener el Centro Nacional de Monitoreo como una unidad independiente para el sector.
2. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía que:
 - i. En coordinación con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación, diseñe e implemente un esquema de subsidios y contribuciones que: a) tenga en cuenta los costos de prestación del servicio en la ZNI y la capacidad de pago de la población residente en estas zonas; b) permita hacer explícitos los subsidios implícitos asumidos por empresas públicas; c) permita que las tarifas pagadas por los usuarios de las ZNI converjan gradualmente a las tarifas promedio pagadas por los usuarios del Sistema Interconectado Nacional; y d) permita cubrir gastos de inversión, reposición, mantenimiento y monitoreo asociados a la prestación del servicio. Se recomienda que esta

actividad sea adelantada dentro de los 3 meses siguientes a la aprobación de los cambios normativos al esquema actual de subsidios de las ZNI.

- ii. En coordinación con Ecopetrol S.A., diseñe e implemente una senda de desmonte gradual de los subsidios implícitos a los combustibles utilizados en las ZNI como fuente de generación de energía eléctrica. Esta senda no podrá finalizar con posterioridad a junio de 2009.
- iii. En coordinación con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación, identifique las fuentes de financiación del nuevo esquema de subsidios. Para esto se recomienda evaluar, entre otros, la posible utilización de recursos de los siguientes rubros del presupuesto de inversión del Ministerio de Minas y Energía: “subsidio al precio interno de la gasolina motor corriente y combustibles diesel”, en la medida que el comportamiento de los precios del crudo lo haga posible, y “distribución de recursos para pagos por menores tarifas sector eléctrico – distribución”.
- iv. Estructure los esquemas de selección y los mecanismos legales de contratación de los gestores calificados, incorporando incentivos para prestar el servicio con costos de eficiencia, aumentar la calidad y cobertura del mismo, y fomentar el reemplazo de combustibles fósiles por combustibles renovables.
- v. En coordinación con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el IPSE y el Programa de Renovación de la Administración Pública, establezca los criterios para priorizar las zonas del país en donde se debe promover la consolidación de empresas regionales y defina los mecanismos a implementar en cada una de esas zonas.
- vi. En coordinación con Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el IPSE y el Programa de Renovación de la Administración Pública, adopte las medidas definidas en dos zonas priorizadas, como pilotos que podrían ser replicados posteriormente.
- vii. Evalúe la conveniencia de capitalizar activos de la Nación en las ZNI en empresas públicas que se consoliden en las regiones. De igual manera se recomienda al Ministerio que evalúe la conveniencia de impulsar la contratación de los gestores calificados a través de dichas empresas.

3. Solicitar al IPSE que desarrolle estudios técnicos que, considerando las externalidades positivas generadas por el uso de otras fuentes de energía, permitan determinar una ponderación objetiva para incentivar su uso a través de los concursos de selección de gestores calificados.
4. Encargar al IPSE de las siguientes actividades:
 - i. Desarrollar un programa de aumento de cobertura en las ZNI, teniendo en cuenta el potencial energético de las diferentes zonas.
 - ii. Desarrollar proyectos piloto de generación eléctrica, dando prioridad al uso de fuentes no convencionales de energía y buscando replicar dichas soluciones a otras áreas de las ZNI.
 - iii. Coordinar la ejecución de recursos provenientes de cooperación internacional, orientándolos al desarrollo de proyectos de energías alternativas.
 - iv. Implementar un programa de uso racional de energía eléctrica en las ZNI.
 - v. Conjuntamente con el Ministerio de Minas y Energía y las administraciones locales, proponer el diseño de estructuras empresariales para las zonas.
 - vi. Evaluar y diseñar la infraestructura necesaria para el monitoreo de la información energética de las ZNI.
 - vii. Coordinar el manejo de la información proveniente del CNM y soportar con ella los procesos de supervisión de los esquemas de gestión que se pongan en marcha.
5. Se recomienda a la Unidad de Planeación Minero Energética que continúe desarrollando el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2006 – 2010.
6. Solicitar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios que continúe adelantando sus labores de inspección, vigilancia y control de la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI, teniendo en cuenta además las políticas planteadas en este documento.

7. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía y al IPSE que adopten las medidas orientadas a hacer viable la prestación del servicio de energía eléctrica en Leticia y las áreas aledañas.
8. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios que implementen las medidas recomendadas en este documento Conpes, con el objeto de dar continuidad a la prestación del servicio de energía eléctrica en el Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.
9. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía y al IPSE que adopten las medidas recomendadas en este documento en relación con la interconexión eléctrica a Puerto Carreño.